

MODELADO EN EL DOMINIO DE LA FRECUENCIA DE UN CONJUNTO DE CENTRALES FV DISPERSAS GEOGRÁFICAMENTE

Memoria que, para optar al grado de
Ingeniería en Tecnologías Industriales, presenta

Javier Latorre Forcada

Realizada bajo la dirección de

Javier Marcos Álvarez



Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Pamplona, Junio 2014

ÍNDICE

ÍNDICE.....	3
1 . Introducción y Objetivos	5
1.1 <i>Introducción al sistema eléctrico.....</i>	<i>5</i>
1.2 <i>Estabilidad del sistema eléctrico.....</i>	<i>5</i>
1.3 <i>Estabilidad de la Frecuencia.....</i>	<i>7</i>
1.4 <i>Energías renovables.....</i>	<i>10</i>
1.5 <i>Dificultades de integración del SEE.....</i>	<i>12</i>
1.6.1 Creación de un observatorio FV.....	13
1.6.2 Fluctuaciones de una central FV en el dominio de la frecuencia	14
1.6.3 Fluctuaciones de un conjunto de centrales FV en el dominio de la frecuencia	17
1.6.4 Obtención de Modelo de predicción de potencia generada por “N” centrales a partir de datos de irradiancia.....	18
2 . Fluctuaciones de potencia en un conjunto de “N” centrales FV.....	19
2.1 <i>Introducción.....</i>	<i>19</i>
2.2 <i>Definición de fluctuación.....</i>	<i>19</i>
2.3 <i>Fluctuaciones máximas</i>	<i>22</i>
3 . Fluctuaciones de irradiancia en un conjunto de “N” centrales FV.....	25
3.1 <i>Introducción.....</i>	<i>25</i>
3.3 <i>Distribución de las fluctuaciones de irradiancia</i>	<i>26</i>
3.4 <i>Fluctuaciones en el Dominio de la frecuencia</i>	<i>29</i>
4 . Obtención de molde de simulación de potencia de “N” centrales FV.....	35
4.1 <i>Introducción.....</i>	<i>35</i>
4.2 <i>Espectro de frecuencias de irradiancia y potencia</i>	<i>35</i>
5. Simulación del modelo y comparativa de resultados	41
5.1 <i>Introducción.....</i>	<i>41</i>
5.2 <i>Elementos de la simulación</i>	<i>41</i>

5.3	<i>Simulación fluctuaciones</i>	42
5.4	<i>Simulación curvas de potencia</i>	46
6.	CONCLUSIONES	49
	REFERENCIAS	53

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 Introducción al sistema eléctrico

El objetivo del sistema eléctrico radica en cubrir las necesidades de energía eléctrica que presenta la sociedad. Dicho sistema se organiza en cuatro actividades destacadas: Generación, transporte, distribución y consumo.

La **Generación** la llevan a cabo los productores; agentes encargados de generar electricidad a partir de un determinado recurso energético. En función del recurso y de la forma de generar electricidad existen formas de producción renovables; cuyos recursos no se agotan con su uso (fotovoltaica, eólica, mareomotriz...), no renovables; cuyos recursos son básicamente fósiles (carbón, petróleo, gas natural...) y por último formas de aprovechamiento adicional en otros procesos como la cogeneración y el tratamiento de residuos.

El **Transporte** consiste básicamente en transportar la electricidad desde los puntos de generación (productores) hasta los puntos cercanos al consumo (subestaciones). Cabe destacar que el concepto de transporte engloba distancias largas y a través de líneas de alta tensión. Una vez depositada la electricidad en las subestaciones, el transporte de ésta hasta los puntos de **consumo** en líneas de media y baja tensión pasa a ser parte de la **Distribución**.

1.2 Estabilidad del sistema eléctrico

El principio fundamental en el que se basa la estabilidad del sistema eléctrico es que la energía eléctrica no es almacenable y por consiguiente es necesario que exista un equilibrio constante entre la demanda y la generación. Este hecho obliga a realizar

revisiones diarias en el consumo y establecer unos márgenes de generación suficientes para hacer frente a determinados cambios en la generación y la demanda.

En el caso del sistema eléctrico europeo, el organismo responsable de esta actividad es la *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity* (UCTE), compuesto por la asociación de los 24 operadores de los diferentes sistemas eléctricos de Europa continental.

Su misión radica en operar y controlar uno de los mayores sistemas interconectados de forma sincronizada del mundo, equilibrando la generación y la demanda de más de 500 millones de usuarios, con una potencia de generación total de 667 GW que sólo en 2008 produjo 2642 TWh [UCTE08]. La principal tarea de este organismo consiste en regular los flujos de potencia entre los distintos países miembros, asegurando en todo momento la estabilidad del sistema completo a través de una amplia y compleja variedad de normativas técnicas y recomendaciones.

La zona regulada por el sistema eléctrico europeo se subdivide en diferentes áreas de regulación, que se corresponden con el territorio de un país. En el caso de España, esta función la desarrolla Red Eléctrica de España (REE), cuya misión principal consiste en controlar el funcionamiento global del sistema eléctrico nacional, cumpliendo el equilibrio entre generación y demanda y garantizando en todo momento la continuidad y seguridad del suministro. Para ello, desde su Centro de Control Eléctrico (CECOEL), opera el sistema en tiempo real, manteniendo el constante equilibrio entre generación y consumo eléctrico. Asimismo, es responsable del transporte de la energía eléctrica desde las centrales de producción hasta los centros de distribución y del mantenimiento del programa de intercambio de energía con los operadores vecinos.

El CECOEL realiza la supervisión de la seguridad de la totalidad del Sistema Eléctrico Español (SEE). Para ello, controla de forma permanente el estado de la red y sus parámetros eléctricos, actuando sobre las variables de control para mantener la seguridad y calidad del suministro o para restablecer el servicio en caso de que se produzca un accidente.



Figura 1.1 El CECEOL realiza la supervisión de la seguridad de la totalidad del Sistema Eléctrico Español

1.3 Estabilidad de la Frecuencia

Los Sistemas eléctricos individuales de los países que componen la UCTE están conectados síncronamente a una misma frecuencia de referencia de 50 Hz. Este valor es consecuencia directa del equilibrio entre las potencias activas generada y consumida, por lo que, la señal básica de que el sistema está en equilibrio es que la frecuencia se mantenga constante, dentro de un rango muy limitado de variación posible. Dicho equilibrio se rompe y la frecuencia sube si hay un exceso de generación y baja si hay un exceso de demanda.

Como se ha mencionado anteriormente la frecuencia constituye un parámetro fundamental de la calidad del suministro eléctrico, y debe permanecer dentro de un margen muy ajustado en torno a la frecuencia de referencia, 50 ± 1 Hz. En el caso de producirse una pérdida de potencia, de entidad suficiente como para provocar que la frecuencia salga del margen de seguridad, puede provocar la desconexión automática de otros equipos de generación, originando así una reacción en cadena que puede llegar a colapsar el sistema. Para evitar estas situaciones y garantizar la estabilidad, el operador del sistema cuenta con tres formas de regulación diferenciadas: la regulación primaria, secundaria y terciaria [MGSEEIN].

En primer lugar, la **regulación primaria**, constituye la respuesta individual de cada generador síncrono mediante sus unidades de control ante un desvío de la potencia de referencia. Su objetivo consiste en corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo, por lo que debe restablecer en pocos

segundos (entre 5 y 10) el equilibrio entre potencia generada y potencia consumida. La regulación primaria se lleva a cabo mediante la acción de un regulador de potencia que actúa de forma proporcional al desvío de frecuencia. La realización de este control es obligatoria para los generadores síncronos y no retribuida. El total de la energía que los generadores de un sistema pueden aportar en caso de pérdida de generación se denomina reserva primaria de generación.

En el caso en el que la reserva primaria no sea suficiente para compensar el déficit de generación, los sistemas exteriores interconectados podrían suministrar la energía que falta, ya que todos los sistemas de regulación pertenecientes al sistema interconectado participan conjuntamente en la regulación primaria.

Por las características de los reguladores, si las máquinas solo estuvieran dotadas de este control primario, al recuperar el equilibrio entre generación y demanda, el sistema quedaría trabajando a una frecuencia distinta de la original. Por ello debe establecerse una segunda forma de control que restablezca la frecuencia a su valor nominal, este propósito constituye la función de la **regulación secundaria**. Además, la regulación secundaria trata de restablecer el equilibrio e intercambios de energía programados entre cada área o bloque de regulación y asegura que la reserva de regulación primaria quede completamente disponible de nuevo.

La respuesta de esta segunda regulación es más lenta que la primera, su actuación comienza a los 30 segundos y se mantiene hasta que se recupera el valor nominal de la frecuencia. Se trata de un servicio complementario de carácter potestativo y retribuido, prestado por las unidades de generación que reúnen las condiciones técnicas y operativas necesarias [MGSEEIN].

Esta segunda regulación requiere disponer de una reserva de potencia en las máquinas que están en funcionamiento. Cuando esta reserva se utiliza es necesario conseguir su recuperación, a plazo más largo, de forma que el sistema cuente siempre con la reserva suficiente para poder cubrir las posibles variaciones de la demanda. Esta recuperación de la reserva constituye la **regulación terciaria**. Se trata de un servicio complementario de oferta obligatoria y retribuido, además el tiempo máximo de

expuesta debe ser de 15 minutos, pudiendo mantener la variación de potencia durante 2 horas.

Cabe destacar la importancia y relevancia de los tiempos de reacción de cada tipo de regulación en relación con las cuestiones que este trabajo quiere afrontar. Dichos tiempos se muestran en la Tabla 1.1 [UCTE09] y han sido dibujados en la Figura 1.1

Regulación	Comienzo	Tiempo hasta disponibilidad total	Duración de la actuación
Primaria	Instantáneo	30 s	15 min
Secundaria	≤ 30 s	10 min	15 min
Terciaria	Bajo consigna del operador	15 min	2 h

Tabla 1.1 Tiempos de reacción de la regulación primaria, secundaria y terciaria, desde que comienza a actuar hasta que está totalmente disponible, así como el tiempo que es capaz de permanecer activa.

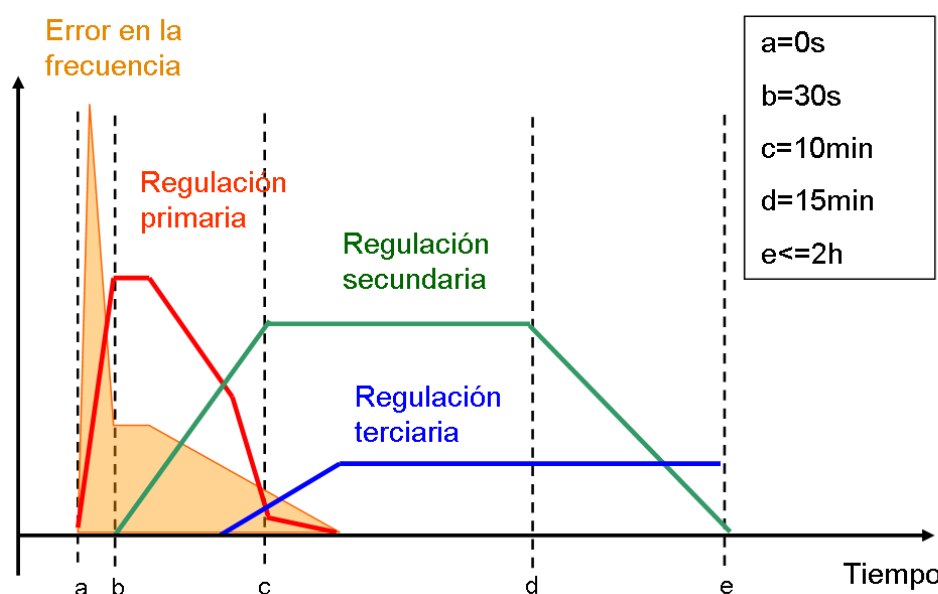


Figura 1.2. Tiempos de reacción de la regulación primaria, secundaria y terciaria ante una perturbación en la frecuencia

Como podemos observar en la Figura 1.2, la regulación primaria entra en funcionamiento de forma casi instantánea respecto al error en la frecuencia, alcanzando su disponibilidad total en menos de 30 segundos, a su vez, la regulación secundaria comienza a actuar a partir de los 30 segundos, estando plenamente operativa transcurridos 10 minutos desde el instante donde se produjo el error.

Cabe destacar que durante el tiempo transcurrido entre los 30 segundos hasta los 10 minutos a partir del error de la frecuencia el operador del sistema no cuenta con margen de maniobra ya que la regulación primaria trabaja al máximo de su capacidad y la secundaria no ha alcanzado aún su máxima disponibilidad.

Por lo que cualquier desequilibrio en el sistema por debajo de los 10 minutos se traduce en una oscilación en la frecuencia de la red. Por tanto, si se produce una perturbación en la potencia generada o consumida, lo suficientemente importante como para sacar a la frecuencia de la banda de seguridad de 50 ± 1 Hz en un tiempo inferior a 10 minutos, podría ocasionar un serio problema para la estabilidad del sistema. Normalmente se suele considerar que para que se produzca una perturbación en la frecuencia de 1 Hz, es necesaria una variación en la potencia de red del 10% [UCTE09]. Cabe destacar que una variación en la potencia de esta magnitud no se da con normalidad ya que diariamente el operador del sistema se encarga de predecir la demanda del día siguiente en ventanas de 10 minutos con muy buenos resultados.

1.4 Energías renovables

El desarrollo de energías renovables constituye uno de los puntos principales en la política energética en España, marcada por la necesidad de disminuir la dependencia energética del exterior (el 80 % de la energía primaria consumida en España se importa del exterior), así como de disminuir las emisiones de carbono y de cumplir con los compromisos medioambientales y de eficiencia contraídos. En la última década la penetración de energías renovables en el sistema eléctrico español ha aumentado de manera considerable, este aumento viene impulsado por el Plan de Energías Renovables PER 2005-2010.

Desde el punto de vista de la integración en el sistema eléctrico, la característica principal de las energías renovables, eólica y solar fotovoltaica fundamentalmente, es que su régimen de funcionamiento depende exclusivamente de las condiciones meteorológicas existentes en cada emplazamiento, ya que el recurso primario en el que se basa su producción es variable y poco predecible. El objetivo de estas tecnologías es transformar en energía eléctrica el máximo producible con las

condiciones de sol o viento disponibles, independientemente de las necesidades del sistema eléctrico en ese momento.

Por ejemplo, un parque eólico puede permanecer parado debido a la falta de viento y pocas horas más tarde puede producir su potencia nominal debido a un aumento del viento. Esto ocurre con mayor regularidad en el caso de la generación solar fotovoltaica, que durante la noche no produce energía y en días soleados produce prácticamente su potencia máxima en las horas centrales del día.

Este hecho nos lleva a esperar numerosas fluctuaciones en la potencia generada, que a su vez, originarán fluctuaciones de la frecuencia, lo que puede ocasionar una situación de peligro para el sistema eléctrico si dichas fluctuaciones superan los límites permitidos. Por ello, una de las tareas del sistema eléctrico consiste en poder hacer frente a variaciones en la generación, tarea a la que se pretende ayudar mediante este proyecto ya que sería de gran utilidad poder predecir las fluctuaciones máximas en la potencia generada y tener una idea de la curva que va a seguir ésta.

Cabe destacar la creación en 2006 del Centro de Control de Energías Renovables de España (CECRE), el cual, se encarga de gestionar y controlar la generación de los productores de energías renovables (principalmente eólicos), permitiendo así la mayor y mejor integración de éstas en el sistema eléctrico y garantizando la estabilidad y seguridad del suministro.

Por otro lado debemos diferenciar el nivel de madurez entre la generación eólica y solar fotovoltaica. La primera ha alcanzado plenamente su madurez, siendo en 2013 por primera vez en la historia del sistema eléctrico de España, la tecnología que más ha contribuido a la cobertura de la demanda eléctrica anual, con un 21,1% del total (18,1% en 2012), ligeramente por delante de la energía nuclear. La solar fotovoltaica aumentó su potencia instalada en un 3,3% (140 MW) respecto del año anterior situándose en 4,24 GW su potencia instalada [LVAEO].

A pesar de este aumento de su potencia instalada, esta tecnología está lejos de alcanzar los niveles de penetración de la energía eólica, por lo que estudios como el

presentado en este Trabajo Fin de Grado no tienen otro objetivo que no sea entender y facilitar la penetración de la generación FV en el sistema eléctrico.

A continuación se presenta en la figura 1.3 la evolución de la producción neta de la energía renovable y su cobertura en la demanda eléctrica.

Además se presenta en la figura 1.4 la producción neta por parte de cada forma de energía renovable correspondiendo la energía hidráulica (azul), eólica (verde), solar (rosa), térmica renovable (morado) y térmica no renovable (rosa claro).

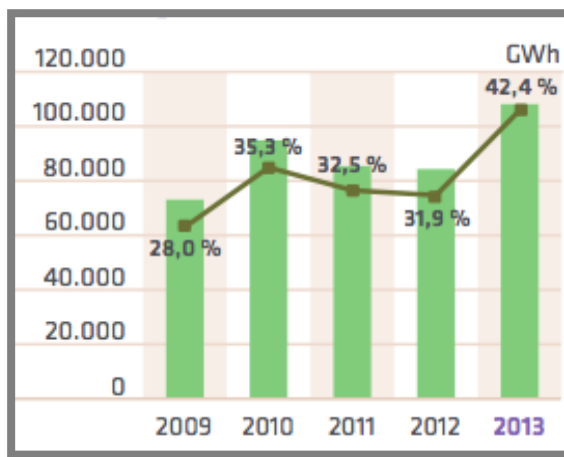


Figura 1.3

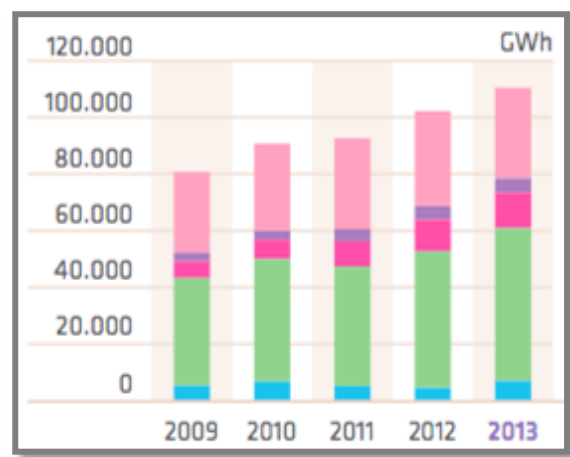


Figura 1.4

1.5 Dificultades de integración del SEE

a) Aislamiento del SEE

La escasa interconexión del sistema eléctrico español con el exterior lo convierte prácticamente en una isla energética. El hecho de disponer de una buena capacidad de interconexión entre sistemas eléctricos permite una mayor exportación de energía eléctrica desde el sistema, lo que permitiría exportar una mayor cantidad de generación renovable al resto de Europa en situaciones de demanda reducida y alta generación de origen renovable no gestionable, pudiendo integrar mejor dicha energía al poder contar con la generación gestionable de otros países para compensar su variabilidad. Al interconectar diferentes zonas geográficas más amplias, sus condiciones atmosféricas serán con mayor probabilidad diferentes, compensándose la variabilidad de la generación renovable global en términos relativos y facilitando su integración.

b) Las dificultades por la morfología de la curva de carga

La segunda característica propia del sistema eléctrico español que supone un desafío para la integración de energías renovables es la morfología de la curva de carga. Dicha curva varía en función de la época del año, día de la semana, temperatura, etc.

Sin embargo, su característica más destacable es la diferencia en el consumo en las horas punta (máximo consumo) y valle (mínimo consumo), lo cual se traduce en un elevado valor del cociente entre el máximo y el mínimo consumo. Como consecuencia de esto, las unidades de producción de energía eléctrica gestionables deben funcionar en un régimen más exigente y con una mayor flexibilidad, al ser las principales encargadas de seguir la curva de carga a lo largo del día.

Todo esto no hace sino confirmar el requisito de flexibilidad de las unidades gestionables y la necesidad de medidas adicionales para la operación del sistema y poder conseguir una integración eficiente de mayores cantidades de generación renovable no gestionable en el futuro. Escenarios con proporciones muy elevadas de generación renovable no gestionable pueden no ser técnicamente viables desde el punto del balance del sistema si el sistema no cuenta con mayor capacidad para poder integrarlas, conduciendo, por tanto, a frecuentes situaciones de limitación de generación renovable [IERSEAC].

1.6 Objetivos

Este Trabajo fin de grado presenta un objetivo general, que radica en el estudio de las fluctuaciones de potencia generadas por distintas combinaciones de centrales FV y la predicción de estas basándonos en un modelo, el cual, a partir de unos datos de irradiancia en un punto, nos proporcione la distribución de la curva de potencia con sus fluctuaciones atenuadas en función del número de centrales agrupadas.

1.6.1 Creación de un observatorio FV

En primer lugar, se plantea el objetivo de obtener los datos reales de potencia inyectada a red de una serie de centrales FV, para así obtener la base de datos necesaria para la investigación del modelo. Además de la potencia inyectada a red haremos uso de los datos de irradiancia móvil en una de las centrales FV (Milagro), que

presenta un seguidor mediante el cual, podremos obtener dichos datos. En total se dispone de datos de potencia de 6 centrales FV operadas por la empresa Acciona Solar y situadas en las localidades de Arguedas, Sesma, Cintruénigo, Castejón, Milagro y Rada. Todas ellas están dispersas en un área de 1000 km² aproximadamente.

Para poder realizar los ensayos del modelo y que estos sean reales y coherentes con la rapidez de las fluctuaciones, el muestreo de la potencia inyectada a red en cada central y la irradiancia registrada en la central FV de Milagro debe realizarse cada segundo. Además, para poder realizar el estudio del modelo presentado anteriormente, los datos de potencia e irradiancia deben estar sincronizados, de esta forma podremos sumar los valores de potencia inyectada en diferentes centrales y estudiar la atenuación de las fluctuaciones en función del número de centrales combinadas.

1.6.2 Fluctuaciones de una central FV en el dominio de la frecuencia

Como segundo objetivo se plantea caracterizar las fluctuaciones de irradiancia y de potencia de una central FV. Como idea inicial se parte de la base de que las fluctuaciones de irradiancia serán más rápidas, ya que el mero hecho del paso de una nube sobre el sensor de irradiancia provoca importantes fluctuaciones.

Sin embargo en términos de la potencia las fluctuaciones son más lentas, ya que teniendo en cuenta únicamente fluctuaciones por el paso de nubes, una misma nube tardaría mucho más en “sombrear” toda la central que un sensor de irradiancia.

Gracias al estudio de las fluctuaciones de la potencia FV en el dominio de la frecuencia realizado en [TDFP] se consideró a las centrales FV como si de filtros paso bajo se trataran. Se consideró lo que se denominaba como “atenuación por superficie” como un filtrado de la señal que representa la irradiancia.

Para ello se estudio las señales de irradiancia y potencia mediante la transformada discreta de Fourier y aproximo que las centrales se comportaban como filtros de primer orden cuyo polo era función del área.

El fundamento de este resultado radica en el suavizado de las fluctuaciones que sufre la potencia como resultado de la atenuación por superficie expuesta en [TDFP].

Esta atenuación se puede observar en la Figura 1.5, donde se observa como la curva de potencia presenta una forma más “suave” que la de irradiancia, siendo sus fluctuaciones de menor amplitud. Para ello se normalizan ambas series antes de ser representadas.

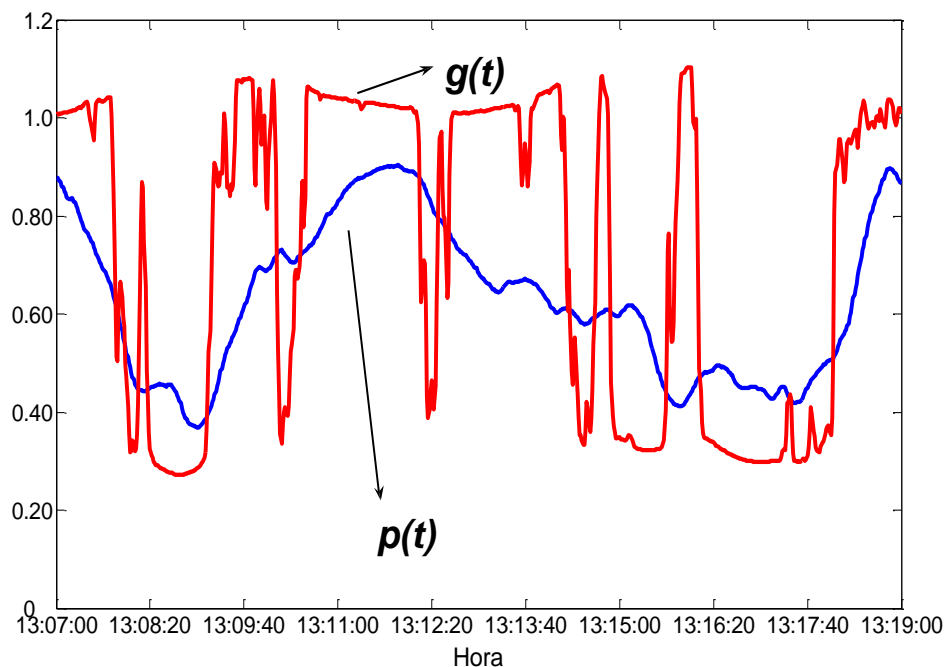


Figura 1.5 Evolución de la irradiancia $g(t)$ y potencia $p(t)$ normalizadas en la central de Milagro (9,5MWp) durante un periodo de 15 minutos el 12 de Agosto de 2009.

El método utilizado para analizar las señales medidas en el dominio de la frecuencia ha sido la transformada discreta de Fourier, mediante la cual se ha representado el espectro de irradiancia normalizada durante el año 2009 en la central de Milagro y los espectros correspondientes a las potencias de diferentes centrales FV. Además se realizó un ajuste de las rectas para determinar la tendencia de los espectros y poder estimar los valores de atenuación y los parámetros del filtro.

En la Figura 4.3 muestra el espectro de la potencia normalizada $p(s)$ registrada en las centrales de Milagro ($P^*=7,243$ MW) y Sesma ($P^*=0,80$ MW), junto con el espectro de irradiancia de milagro $g(s)$ ($45^\circ, \alpha$). Observamos como la tendencia decreciente de los espectros de Potencia varía en función del tramo de frecuencia evaluado, además, en

función del tamaño de la central el espectro de potencia presentará un cambio de pendiente en una frecuencia mayor o menor.

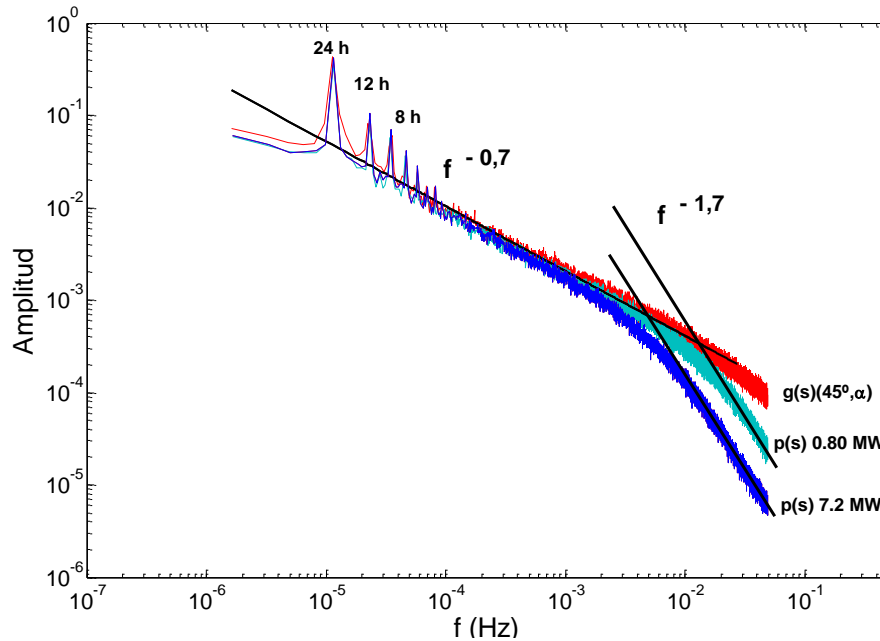
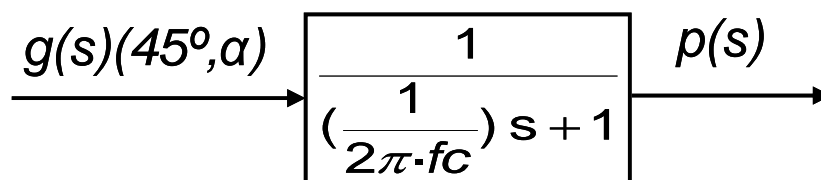


Figura 1.6 Espectro de la señal de irradiancia normalizada $g(s)$ ($45^\circ, \alpha$) registrada en Milagro en el plano del seguidor así como de la potencia normalizada $p(s)$ en las centrales de Sesma ($P^*=0,8$ MW) y Milagro ($P^*=7,243$ MW), durante 2009. Se observa un cambio de tendencia en estas dos últimas para altas frecuencias, a una función de la forma $f^{-1,7}$.

Gracias a estos resultados se pudo estimar en [TDFP] el modelo que nos permite estimar la distribución de las fluctuaciones de Potencia normalizada en función de los valores de irradiancia normalizada. Dicho modelo se corresponde con un filtro paso bajo de primer orden, siendo la frecuencia de corte el punto de encuentro entre la recta ajustada de la señal de irradiancia y las de potencia en tramos en torno a 10^{-2} Hz.



La Tabla 4.1 muestra el resultado de extender el ejercicio anterior a las 6 centrales y relacionar los correspondientes valores de f_c con el área de cada central, S . Esta relación se ajusta muy bien ($R^2=0,99$) a:

$$f_c = p \cdot S^q$$

Central FV	Área, S (Ha)	Frecuencia de corte, f_c (Hz)
Milagro Sección 2	0,63	0,026
Arguedas	4,1	0,0098
Sesma	4,2	0,0088
Cintruéniño	6,4	0,0081
Rada	8,7	0,0072
Castejón	11,8	0,0069
Milagro	52	0,0032

Tabla 4.1 Frecuencias de corte, f_c , estimadas para cada una de las centrales FV

1.6.3 Fluctuaciones de un conjunto de centrales FV en el dominio de la frecuencia

Uno de los objetivos que se plantea consiste en probar la atenuación de las fluctuaciones de la potencia entregada por una agrupación de centrales FV dispersas geográficamente. Partimos, de nuevo, del conocimiento de dicha afirmación gracias a la Tesis Doctoral “Fluctuaciones de la potencia generada por grandes centrales fotovoltaicas”, donde se demuestra la atenuación de dichas fluctuaciones en función únicamente del conjunto de centrales agrupadas.

El análisis de estas fluctuaciones irá encaminado a un valor de atenuación correspondiente a $1/\sqrt{n}$, siendo n el número de centrales agrupadas. Dichos análisis se realizarán tanto sobre la magnitud de las fluctuaciones como sobre su frecuencia de ocurrencia.

1.6.4 Obtención de Modelo de predicción de potencia generada por “N” centrales a partir de datos de irradiancia

El estudio de las fluctuaciones de irradiancia y potencia debe encaminarse a buscar una dinámica que establezca una correlación entre ambas. Así, sería de gran utilidad la obtención de un modelo que en base a datos de irradiancia determine la curva de potencia entregada por la central FV, siendo ésta similar a la curva real, con la ventaja que ofrecería esto para la predicción de las fluctuaciones tanto en amplitud como en frecuencia.

Este modelo ya ha sido planteado y demostrado, por lo que en este trabajo, se propondrá es la obtención de un modelo que determine la curva de potencia de diferentes combinaciones de centrales en función de datos de irradiancia en un único emplazamiento (Milagro). Con ello se busca obtener la distribución de las fluctuaciones, así como su atenuación en base a un parámetro atenuador en función del número de centrales combinadas ($1/\sqrt{n}$).

Este resultado en el caso de ser favorable supondría un avance en la previsión de almacenamientos y fluctuaciones máximas en la potencia, lo que ayudaría a incrementar los índices de penetración fotovoltaica admitidos por la red eléctrica. Si el operador del sistema puede prever situaciones de peligro para la estabilidad de éste, podrá actuar en consecuencia y limitar la potencia inyectada por las centrales.

Para hallar dicho modelo se deberán obtener los espectros de Fourier de las curvas de potencia para cada tipo de combinación de centrales, además del espectro de irradiancia, y compararlos de manera que obtengamos unos parámetros para dicho modelo. Una vez obtenido dicho modelo realizaremos diferentes pruebas obteniendo nuevas curvas de potencia simulada además de sus espectros para poder comparar ambos resultados con las distribuciones ya calculadas con datos reales anteriormente.

2. FLUCTUACIONES DE POTENCIA EN UN CONJUNTO DE “N” CENTRALES FV

2.1 Introducción

En este capítulo nos centraremos en el estudio de las fluctuaciones generadas por un conjunto de centrales FV. Estudiaremos la magnitud de éstas en función del número de centrales agrupadas (desde 1 central hasta 6). Se tratará de demostrar que la amplitud de las fluctuaciones de la potencia inyectada por una o varias centrales, disminuye conforme se aumenta el número de centrales agrupadas, es decir, que las fluctuaciones de la potencia se atenúan en función del número de centrales combinadas.

A priori la hipótesis planteada se basa en que cuanto mayor es la separación entre un conjunto de centrales FV, menor es la probabilidad de que las sombras afecten simultáneamente a todas. Sin embargo esta hipótesis es rechazada en [TDFP] realizada por el tutor de este proyecto Javier Marcos Álvarez.

2.2 Definición de fluctuación

El estudio de las fluctuaciones de una agrupación requiere clarificar qué se entiende por fluctuación en la potencia inyectada a red por una agrupación de centrales FV. La magnitud de la fluctuación de potencia de N centrales en el instante t , $\Delta P_{\Delta t, N}(t)$, se

entiende como la diferencia de dos muestras en la potencia normalizada inyectada por el conjunto, p_N , separadas un tiempo de muestro Δt , es decir:

$$\Delta P_{\Delta t, N}(t) = [p_N(t + \Delta t) - p_N(t)] \times 100$$

$p_N(t)$ resulta de sumar, primero, la potencia entregada por cada central y a continuación, dividir por el total de la potencia nominal de la agrupación. Esto es:

$$p_N(t) = \frac{\sum_{i=1}^N P^i(t)}{\sum_{i=1}^N P^{*,i}}$$

Donde $P^{*,i}$ es la potencia instalada de la central i -ésima. No obstante, cabe destacar que cuando la potencia de alguna central es considerablemente superior al resto (como es el caso de la central de Milagro), el comportamiento de la agrupación se ve fuertemente influido por ella. Sin embargo, como ya se ha demostrado en [TDFP], la atenuación de las fluctuaciones de potencia debida a la dispersión geográfica es mucho más significativa que la asociada al tamaño de la central, por lo que la variable de la cual dependerá la atenuación será el número de centrales combinadas. Se presentan a continuación la potencia nominal de cada tipo de agrupación estimada:

- P_2 : Arguedas y Sesma, ($P_2^* = 1.575$ kW)
- P_3 : Arguedas, Sesma y Cintruénigo ($P_3^* = 2.730$ kW)
- P_4 : Arguedas, Sesma, Cintruénigo y Rada ($P_4^* = 4.130$ kW)
- P_5 : Arguedas, Sesma, Cintruénigo, Rada y Castejón ($P_5^* = 6.130$ kW)
- P_6 : Arguedas, Sesma, Cintruénigo, Rada, Castejón y Milagro ($P_6^* = 13.373$ kW)

La Figura 2.1 muestra la comparativa de las curvas de potencia normalizada de la central FV de Arguedas ($P_1^* = 775$ kW), p_1 y la correspondiente a la Potencia

normalizada de las 6 centrales agrupadas para el 7 de Abril de 2009.

Observamos cómo se produce un efecto atenuador de las fluctuaciones, siendo estas de mayor amplitud en el caso de Arguedas.

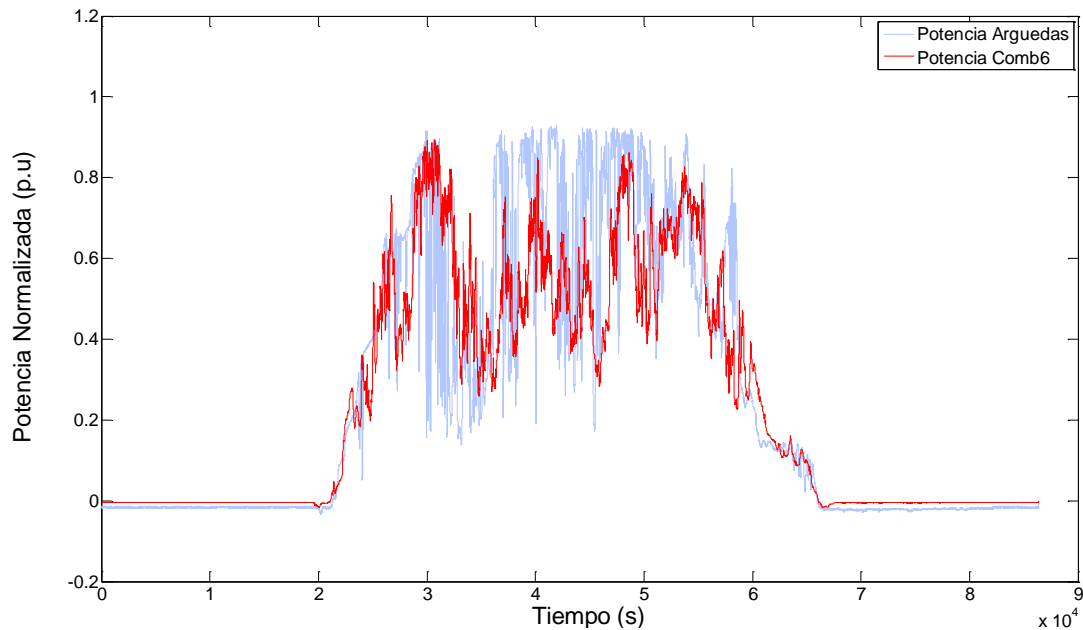


Figura 2.1 Potencia normalizada p_1 en la central FV de Arguedas ($P_1^* = 775 \text{ kW}$), y la correspondiente a la agrupación de las 6 centrales FV, p_6 ($P_6^* = 13,373 \text{ kW}$) durante el 7 de abril de 2009.

Para verlo de forma más clara representamos para un intervalo de tiempo de media hora (11:45-12:15). La atenuación de las fluctuaciones se observa de forma más clara.

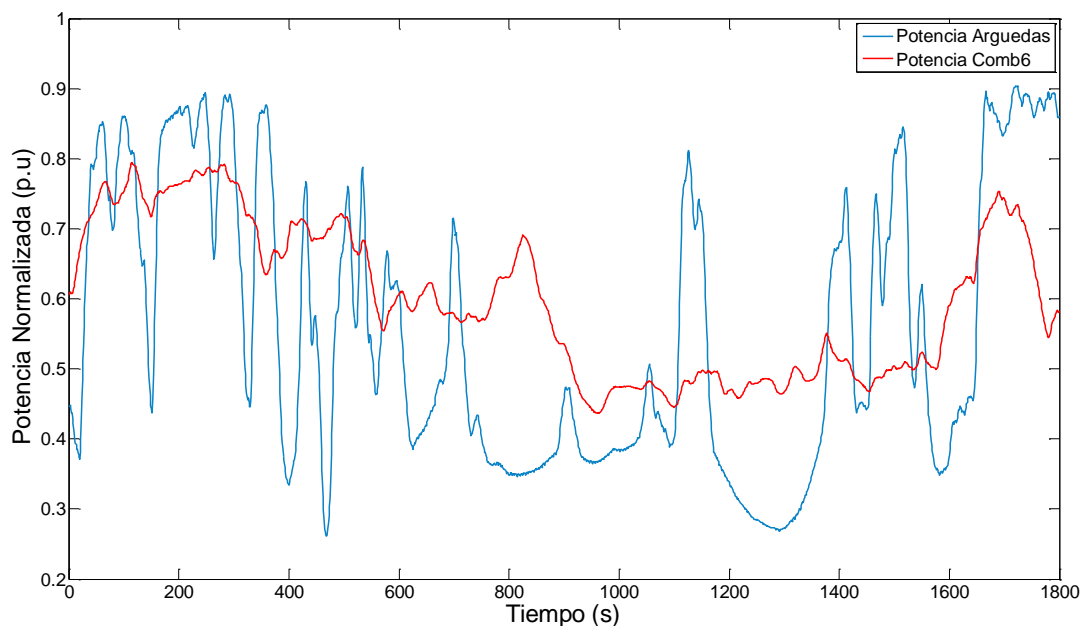


Figura 2.2 Potencia normalizada p_1 en la central FV de Arguedas ($P_1^* = 775 \text{ kW}$), y Potencia de agrupación de 6 centrales p_6 ($P_6^* = 13,373 \text{ kW}$) durante media hora (11:45-12:15) el 7 de abril de 2009.

2.3 Fluctuaciones máximas

En este apartado procederemos al estudio de las fluctuaciones máximas ocurrentes en las diferentes distribuciones de Potencia. Este parámetro es de vital importancia para el estudio de la potencia generada por las centrales FV y su integración en la red eléctrica, ya que el operador del sistema eléctrico debe estar preparado para actuar ante las fluctuaciones máximas que se puedan dar en un determinado instante de tiempo.

Procederemos al estudio en ventanas temporales de 10 minutos (600 segundos) y 1 minuto (60 segundos). Los resultados que más nos interesarán serán los correspondientes a 10 minutos, ya que, como se comentó en la introducción, la ventana temporal de 10 minutos se presenta como una frontera en la capacidad de reacción del operador del sistema, ya que entre 30s y 10 minutos el operador no cuenta con margen de maniobra alguno, por encontrarse la regulación primaria al máximo de su capacidad y la regulación secundaria sin haber podido alcanzar su plena disponibilidad.

La Figura 2.3 muestra las máximas fluctuaciones de potencia observadas para todas las combinaciones posibles de centrales FV en la Ribera (desde N igual a 1 hasta 6, donde N igual a 1 corresponden a la central FV de Arguedas, $P_1^* = 0,775$ MW). La atenuación por dispersión geográfica es evidente: para Δt igual a 1 segundo, la máxima fluctuación se reduce desde el 16.1% al 3% y para Δt igual a 600 segundos, se ve reducida del 99.2% al 54.4%.

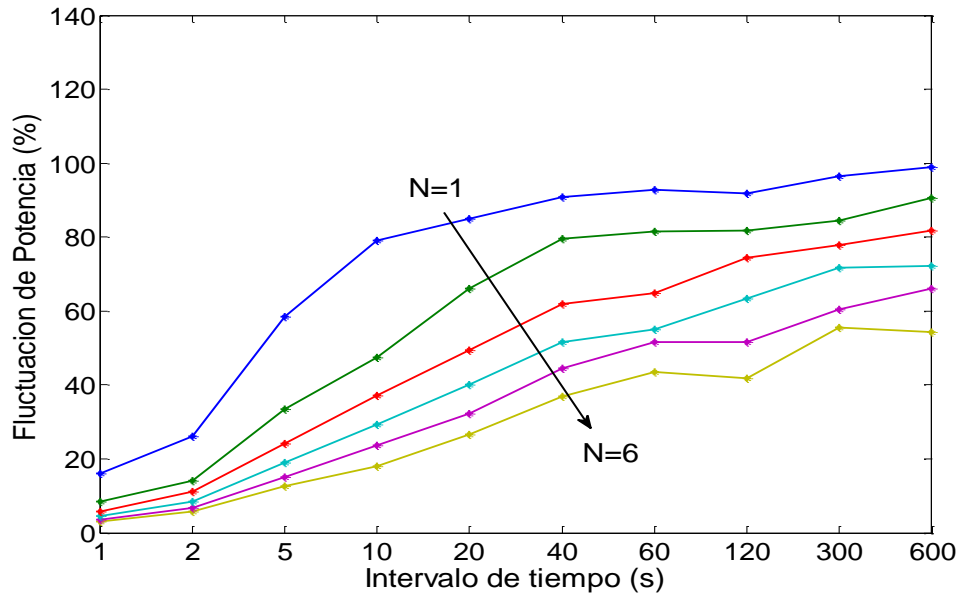


Figura 2.3 Fluctuaciones máximas de potencia $\text{Max}(\Delta P_{\Delta t, N})$ registradas durante todo 2009 para todas las posibles combinaciones de $N=1 \dots 6$ centrales FV (situadas en Navarra).

Como ya se observó en [TDFP] no hay ninguna combinación de centrales que presente una mayor atenuación que otra. Por tanto la atenuación por dispersión geográfica sigue teniendo lugar incluso para intervalos de tiempo de observación de diez minutos y, para un número N de centrales agrupadas, no existe una disposición relativa entre centrales que proporcione una mayor atenuación que otra. Por lo que este hecho parece indicar que el fenómeno de la atenuación depende únicamente del número de emplazamientos agregados.

A continuación se presenta el percentil 99 de las fluctuaciones para todas las posibles combinaciones de hasta 6 centrales FV, $99^{th}(\Delta P_{\Delta t, N})$ con Δt como parámetro. La forma de los resultados sugiere la aproximación por la función geométrica de la forma:

$$99^{th}(\Delta P_{\Delta t, N}) = 99^{th}(\Delta P_{\Delta t, 1}) \cdot N^{-a}, \quad a > 0$$

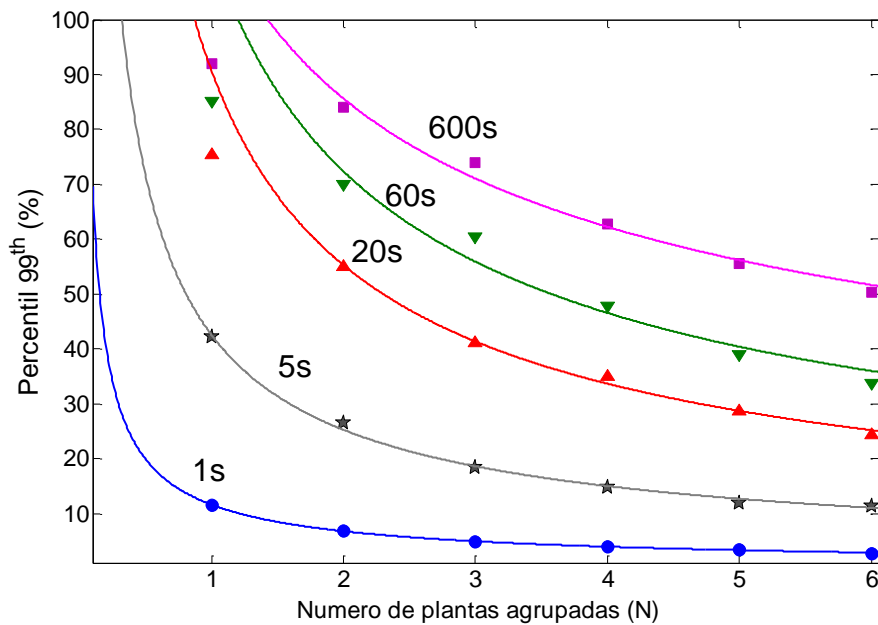


Figura 2.4 Percentil 99 de la fluctuación observada para todas las posibles combinaciones de N plantas, $99^{th}(\Delta P_{\Delta t, N})$, para Δt igual a 1, 5, 20, 60 y 600 s.

La Tabla 2.1 representa los valores del parámetro a y del coeficiente R^2 resultado de la aproximación obtenida:

Δt (s)	a	R^2
1	0,77	0,99
5	0,75	0,99
20	0,71	0,99
60	0,63	0,98
600	0,46	0,98

Tabla 2.1 Parámetro "a" estimado y coeficiente de bondad del ajuste para la ecuación empírica .

Si observamos el resultado obtenido para el parámetro a en un intervalo de tiempo de 600 segundos vemos que es 0,46. Por lo que la atenuación de las fluctuaciones para intervalos correspondientes a 10 minutos será de $1/\sqrt{N}$. En el siguiente capítulo se procederá a la demostración de este hecho en el dominio de la frecuencia mediante la transformada discreta de Fourier (FFT), de manera que se pueda tomar este resultado como base para el desarrollo de un modelo de atenuación de las fluctuaciones de potencia a partir de unos valores de irradiancia en un punto.

3. FLUCTUACIONES DE IRRADIANCIA EN UN CONJUNTO DE “N” CENTRALES FV

3.1 Introducción

En este capítulo se va a proceder al estudio de la atenuación de las fluctuaciones de potencia en el dominio de la frecuencia. Como ya se ha comentado anteriormente, el estudio realizado en [TDFP], apunta a una atenuación de las fluctuaciones en base a $1/\sqrt{n}$, siendo n el número de centrales agrupadas. Por lo que el objetivo de este capítulo radica en demostrar que dicha atenuación existe en base a dicho parámetro. El análisis de la atenuación se realizará en función de datos de irradiancia, suponiendo que si normalizamos los valores, únicamente estaremos estudiando la distribución de éstos, sin tener en cuenta su amplitud, por lo que este estudio se podrá asimilar a valores de Potencia, ya que la morfología de la curva de potencia depende directamente de la curva de irradiancia.

En primer lugar se realizará un análisis de los valores de irradiancia de diferentes combinaciones de centrales, desde una central hasta 6 centrales. Posteriormente se procederá al estudio de las fluctuaciones de estos vectores en el dominio de la frecuencia mediante la transformada discreta de Fourier, para ello, antes se habrán normalizados dichos valores. Por último se ajustará la tendencia principal de dichos espectros en base a una recta con una tendencia determinada y se determinará el parámetro de atenuación de las fluctuaciones en función de N centrales FV agrupadas.

3.2 Obtención de los datos

Gracias a la base de datos “Huertas red” tenemos acceso a datos de irradiancia en las diferentes centrales FV (Cintruénigo, Rada, Sesma, Milagro, Castejón y Arguedas).

Los vectores utilizados para el estudio de las fluctuaciones corresponderán a la irradiancia de una central (Milagro), combinación de 2 centrales (Milagro y Castejón), 3 centrales (Milagro, Castejón y Cintruénigo), 4 centrales (Milagro, Castejón, Cintruénigo y Rada), 5 centrales (Milagro, Castejón, Cintruénigo, Rada y Arguedas) y 6 centrales (Milagro, Castejón, Cintruénigo, Rada, Arguedas y Sesma). Estos vectores deberán ser normalizados (divididos entre $N*1000$) y limitados a un valor máximo de 1,1, suponiendo con esto un valor máximo de irradiancia de 1100 W/m^2 .

3.3 Distribución de las fluctuaciones de irradiancia

Como ya se ha comentado anteriormente, determinados estudios apuntan a una atenuación de las fluctuaciones en función del número de centrales agrupadas.

Esta afirmación se basa en la probabilidad que existe de que se produzca una determinada fluctuación en varias centrales a la vez. Como se puede suponer, dicha probabilidad disminuirá en función del número de centrales agrupadas, es decir, cuantas más centrales agrupemos, será menos probable que se dé una determinada fluctuación en el mismo instante en todas. Además en el momento en el que se produzca dicha fluctuación en una central, el hecho de que en el resto no se haya producido, va a conllevar una atenuación de la misma.

A continuación se presenta en la Figura 3.1 la distribución de la curva de irradiancia de Milagro (G) correspondiente a los 3 primeros días de mayo. Puede observarse en ella cómo las fluctuaciones irradiancia pueden ser de gran importancia en instantes relativamente pequeños, hecho que dificulta la generación FV en el sistema eléctrico como ya vimos en la introducción.

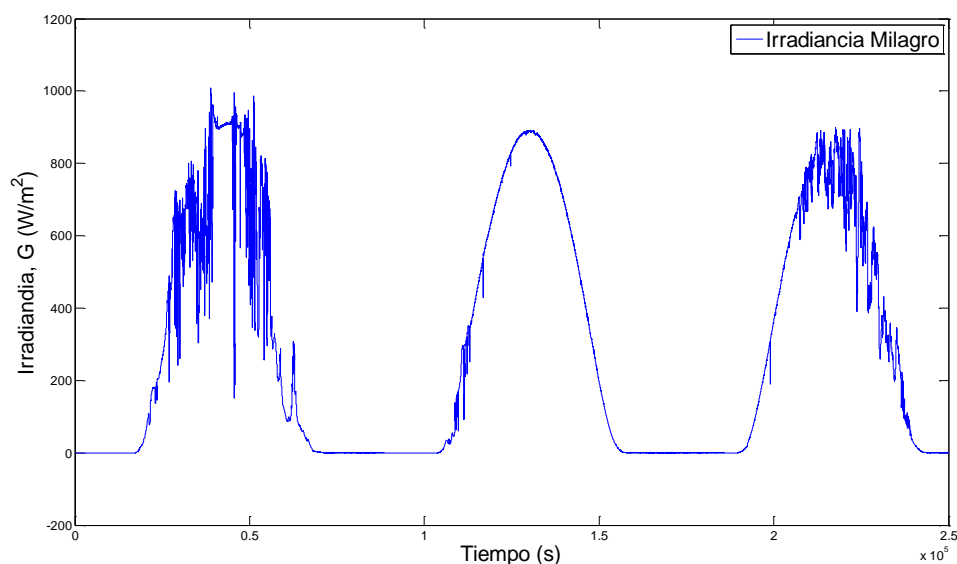


Figura 3.1 Evolución de la irradiancia en la central de Milagro (9,5 MWp) durante los 3 primeros días de mayo de 2009.

Como se puede observar en la figura 3.1, existen días con muchas fluctuaciones, días donde la ocurrencia y el paso de nubes es habitual, y otros en los que el día es completamente soleado y dichas fluctuaciones no tienen lugar. Estos últimos son de mayor interés para la generación FV, pero la ocurrencia de ellos no se puede predecir de modo exacto, por lo que el sistema eléctrico debe estar preparado para la ocurrencia de fluctuaciones en cualquier instante.

La Figura 3.2 presenta la curva de irradiancia normalizada (G_n) de Milagro y la correspondiente a una combinación de tres centrales FV (Milagro, Castejón y Cintruénigo) para los tres primeros días de mayo de 2009. Podemos observar que para el segundo día no se observan casi perturbaciones en ninguna de las dos curvas de irradiancia, por lo que este día no presentará problemas de perturbaciones para la red eléctrica, sin embargo, en el primer y tercer día observamos un ejemplo de atenuación por agrupación de centrales expuesta anteriormente. Se puede observar cómo las fluctuaciones correspondientes a la irradiancia normalizada de la central de Milagro siguen la distribución de la figura anterior y, sin embargo, la irradiancia normalizada correspondiente a la agrupación de tres centrales supone una atenuación de las fluctuaciones, siendo éstas de menor amplitud que las de Milagro únicamente. Por lo que se puede asumir que existe un factor atenuante de las mismas.

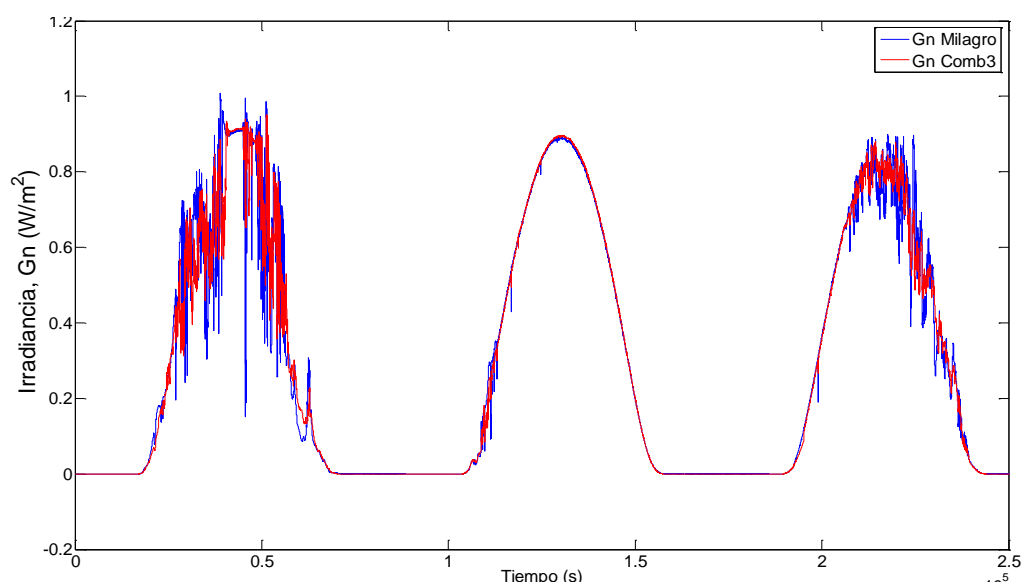


Figura 3.2 Evolución de la Irradiancia normalizada de la central de Milagro y una combinación de tres centrales para los tres primeros días de mayo de 2009.

A continuación se muestra la curva de irradiancia normalizada de Milagro (*Gn Milagro*) y la correspondiente a la combinación de tres centrales (*Gn Comb3*) para un intervalo horario entre las 06:00 y las 18:00 del 1 de mayo (Figura 3.3) y para el 3 de mayo (Figura 3.4) de 2009. En estas figuras se ve más claramente el efecto atenuador anteriormente expuesto, siendo las fluctuaciones de la curva de “*Gn Milagro*” mayores que la “*Gn Comb3*”.

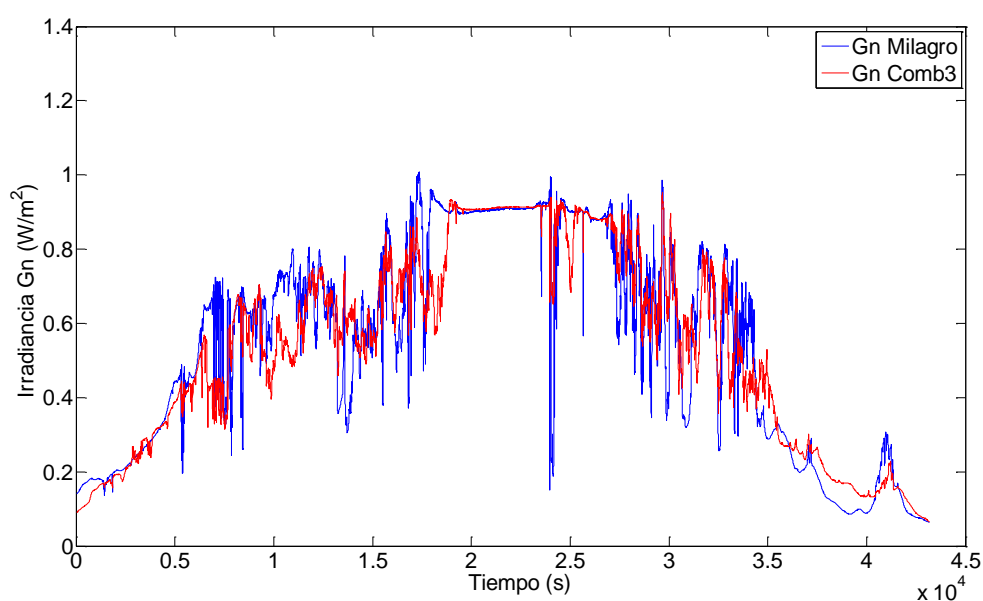


Figura 3.3 Evolución de la Irradiancia normalizada de la central de Milagro y una combinación de tres centrales para el 1 de mayo de 2009 entre las 06:00h y las 18:00h.

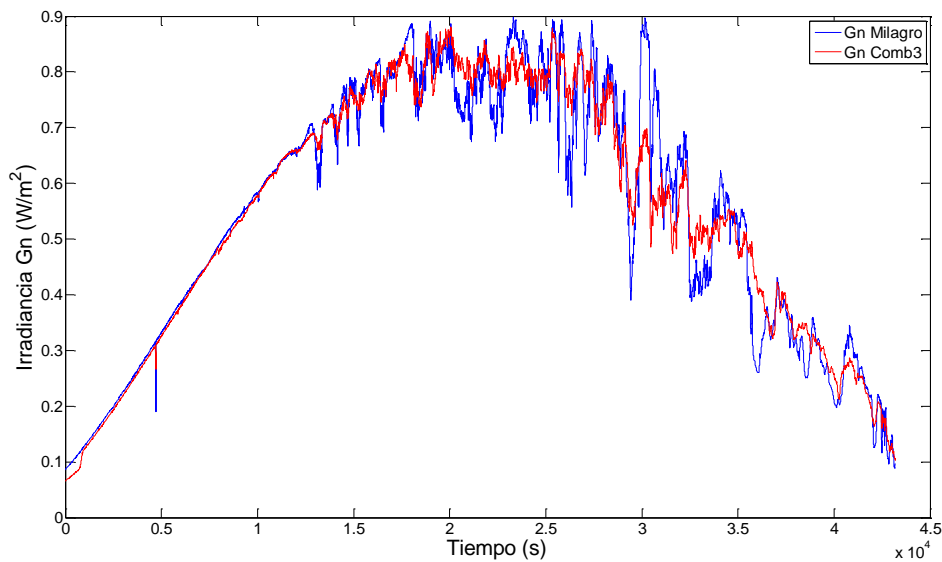


Figura 3.4 Evolución de la Irradiancia normalizada de la central de Milagro y una combinación de tres centrales para el 3 de mayo de 2009 entre las 06:00h y las 18:00h.

3.4 Fluctuaciones en el Dominio de la frecuencia

En este apartado vamos a proceder a estimar el parámetro por el que se atenúan las fluctuaciones de irradiancia. Como ya se ha visto en el apartado anterior, dicho parámetro dependerá del número de centrales agrupadas, presentando un efecto mayor conforme aumentamos el número de estas. Además, como ya se presentó en la introducción dicho parámetro apunta a $1/\sqrt{n}$, por lo que se puede tener una idea del resultado esperado. Para ello procederemos a estudiar los espectros de Fourier de los vectores de irradiancia de cada tipo de combinaciones (desde 1 a 6). Gracias a estos, podremos observar el comportamiento de las fluctuaciones en el dominio de la frecuencia y podremos determinar la recta que ajusta el espectro, en el tramo donde sigue una distribución constante, de manera que se pueda aproximar mediante dicho ajuste el parámetro atenuador.

El método utilizado para analizar las señales medidas en el dominio de la frecuencia ha sido el de la transformada discreta de Fourier (DFT), calculada mediante un algoritmo *FFT* (Fast Fourier Transform). En general, para una serie temporal con un número M de medidas $x=x_1...x_M$, el valor de cada punto en el dominio de la frecuencia, X_k , se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$X_k = \sum_{j=1}^M x_j \omega_M^{(j-1)(k-1)}$$

Donde ω_M se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\omega_M = e^{(-2\pi i)/M}$$

A la hora de abordar las transformaciones prácticas, es necesario destacar que las señales originales son analógicas, pero que han sido discretizadas en el propio proceso de medida. Esta discretización conlleva inherentemente un ruido que hace que los coeficientes X_k presenten una alta varianza, lo que dificulta en gran medida el análisis. Siguiendo las sugerencias propuestas en [AIM07], este problema se ha paliado aquí dividiendo la señal original en un número determinado de segmentos, calculando los coeficientes X_k en cada uno de ellos y promediando los coeficientes para cada uno de los intervalos. En este trabajo se ha decidido utilizar series originales de 1 año y dividir las en 64 segmentos, lo que ha permitido reducir en buen grado la varianza. En primer lugar estudiamos la transformada discreta de Fourier (FFT) para cada tipo de agrupación, ajustando en ella la recta de pendiente constante que determina el efecto atenuador. Para ello tomaremos los datos de irradiancia normalizados y limitados a 1,1, suponiendo con esto un valor máximo de irradiancia de 1100 W/m².

En otro orden de cosas, a pesar de que el teorema de Nyquist afirma que la transformación es válida hasta la mitad de la frecuencia de muestreo (0,5 Hz, en nuestro caso), se ha decidido limitar la representación a 0,05 Hz. Este límite es suficiente para los objetivos de este apartado y evita trabajar con la parte final del espectro, donde la falta de precisión puede falsear los resultados.

La Figura 3.5 muestra el espectro de la irradiancia normalizada registrada durante todo 2009 en el plano del seguidor, $g(s)$ (45°, α), en la central FV de Milagro. Como cabía esperar, se pueden observar los picos correspondientes a las frecuencias de 24, 12 y 8 horas ($1,15 \cdot 10^{-5}$, $2,32 \cdot 10^{-5}$ y $3,47 \cdot 10^{-5}$ Hz, respectivamente), debidos a la periodicidad del recurso solar. La región lineal del espectro puede ajustarse con exactitud ($R^2=0,98$) a una función de la forma $f^{-0,7}$, similar a la obtenida por otros investigadores en [AIM07].

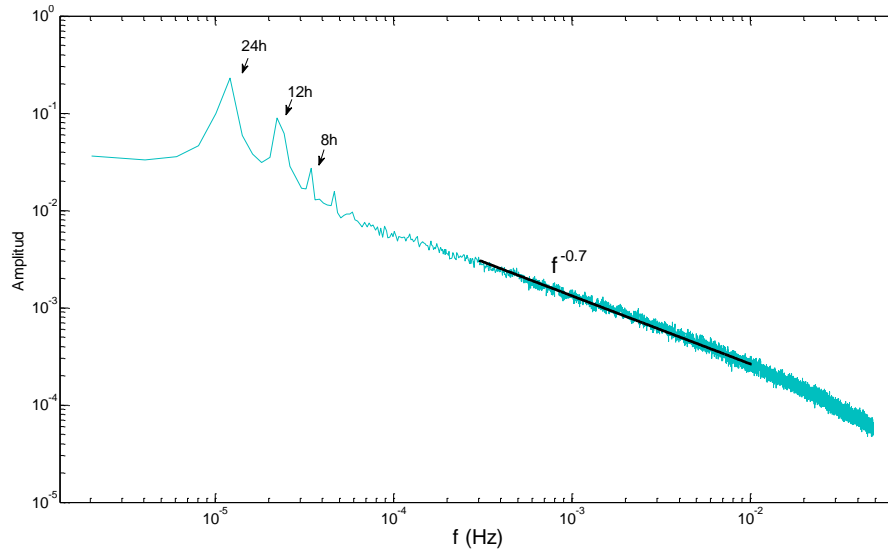


Figura 3.5 Espectro de la señal de Irradiancia normalizada $g(s)$ registrada en Milagro durante 2009. La tendencia decreciente se puede ajustar a una función exponencial de la forma $f^{-0,7}$ ($R^2=0,97$).

Se ha procedido al estudio de todas las series de Fourier con sus correspondientes rectas de ajuste. En la Figura 3.6 se muestra la distribución de las series correspondientes a Milagro, combinación de tres centrales; Milagro, Castejón y Cintruénigo ($g(s)$ Comb3), y combinación de cinco; Milagro, Castejón, Cintruénigo, Rada y Arguedas ($g(s)$ Comb5). Podemos observar como presentan un comportamiento similar para frecuencias superiores a 10^{-4} Hz, con tendencia decreciente $f^{-0,7}$, sin embargo en cuanto a la amplitud de los armónicos, las series $g(s)$ Comb3 y $g(s)$ Comb5 atenúan la amplitud de estos mediante la siguiente ecuación:

$$f(x) = a * frec^{-0,7}$$

N	a	R ²
1	1,06E-05	0,98
2	7,36E-06	0,98
3	6,16E-06	0,98
4	5,54E-06	0,98
5	5,42E-06	0,97
6	5,06E-06	0,96

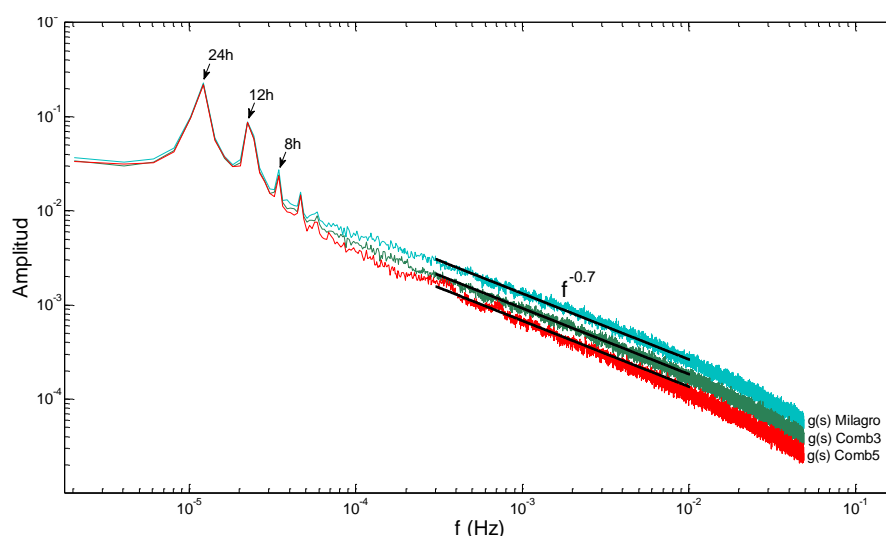


Figura 3.6 Espectro de la señal de Irradiancia normalizada $g(s)$ de Milagro, combinación de tres centrales y combinación de cinco durante 2009.

Mediante el ajuste de las rectas de cada espectro de Fourier hemos obtenido un coeficiente “ a ” de atenuación de las fluctuaciones en función del número “ N ” de centrales FV agrupadas. Para ello hemos realizado un ajuste por mínimos cuadrados para el que hemos obtenido la siguiente solución con un coeficiente $R^2=0,975$.

$$a = f(x) = b * N^c$$

Las constantes “ $b=1.06e-005$ ” y “ $c=-0.4636$ ” son constantes para todos los valores de “ N ”. Por lo que el parámetro de atenuación de los armónicos será función únicamente del número de centrales agrupadas “ N ”

N	a	b	c
1	1,06E-05	1.06e-005	-0.4636
2	7,36E-06	“	“
3	6,16E-06	“	“
4	5,54E-06	“	“
5	5,42E-06	“	“
6	5,06E-06	“	“

Tabla 3.1 Parámetros estimados para el ajuste con el espectro de Fourier

Además hemos representado el ajuste de esta ecuación mediante la Figura 3.7.

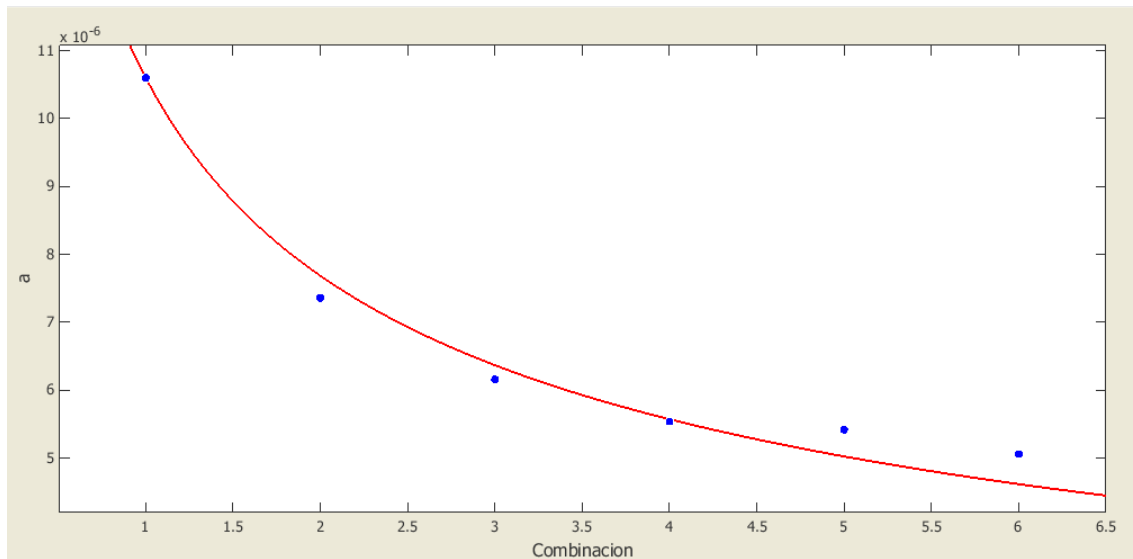


Figura 3.7 Representación gráfica de la ecuación ajustada que aproxima la atenuación de las fluctuaciones en función del número de centrales agrupadas .

La ecuación descrita con sus correspondientes parámetros se puede ajustar a la expresión buscada y planteada con anterioridad. Esta ecuación es:

$$a = f(x) = b * N^c = b * N^{-0,4636} \approx \frac{b}{\sqrt{N}}$$

Con este resultado podemos concluir que la amplitud de las fluctuaciones de irradiancia y, por lo tanto, las de potencia se atenúan en función a un parámetro (a) dependiente exclusivamente del número de centrales agrupadas (N).

Gracias a este resultado, podremos encaminar nuestro estudio a conseguir un modelo que determine la distribución de la potencia en diferentes agrupaciones de centrales a partir de los valores de irradiancia en una central FV, sabiendo que éstas van a ser atenuadas en función de un parámetro de la forma $1/\sqrt{n}$.

4 . OBTENCIÓN MODELO DE SIMULACIÓN DE POTENCIA DE “N” CENTRALES

4.1 Introducción

En base a los resultados del apartado anterior, buscamos añadir otra parte al modelo que nos proporcione en base a este resultado de Potencia normalizada en una central (en nuestro caso, Arguedas), la distribución de la curva de potencia normalizada de varias centrales agrupadas, de manera que se puedan estimar sus fluctuaciones.

Por lo que el modelo final proporcionará en base a unos datos de Irradiancia normalizada en Milagro una distribución de la potencia de una agrupación de centrales FV y sus fluctuaciones.

4.2 Espectro de frecuencias de irradiancia y potencia

Para el estudio de las señales medidas en el dominio de la frecuencia se utilizará la transformada discreta de Fourier como ya se viene haciendo durante este trabajo. El objetivo del estudio en el dominio de la frecuencia es poder observar la atenuación de las fluctuaciones que comprobamos en el capítulo 2 las Figuras 2.1 y 2.2, y hallar la función de transferencia de esta parte del Modelo.

La Figura 4.1 presenta la evolución de la irradiancia en Milagro y la potencia de Arguedas ($P_1^* = 775 \text{ kW}$), de combinación de tres centrales (Arguedas, Sesma y Cintruénigo) con $P_3^* = 2.730 \text{ kW}$ y cinco centrales (Arguedas, Sesma, Cintruénigo, Rada y Castejón) de $P_5^* = 6.130 \text{ Kw}$.

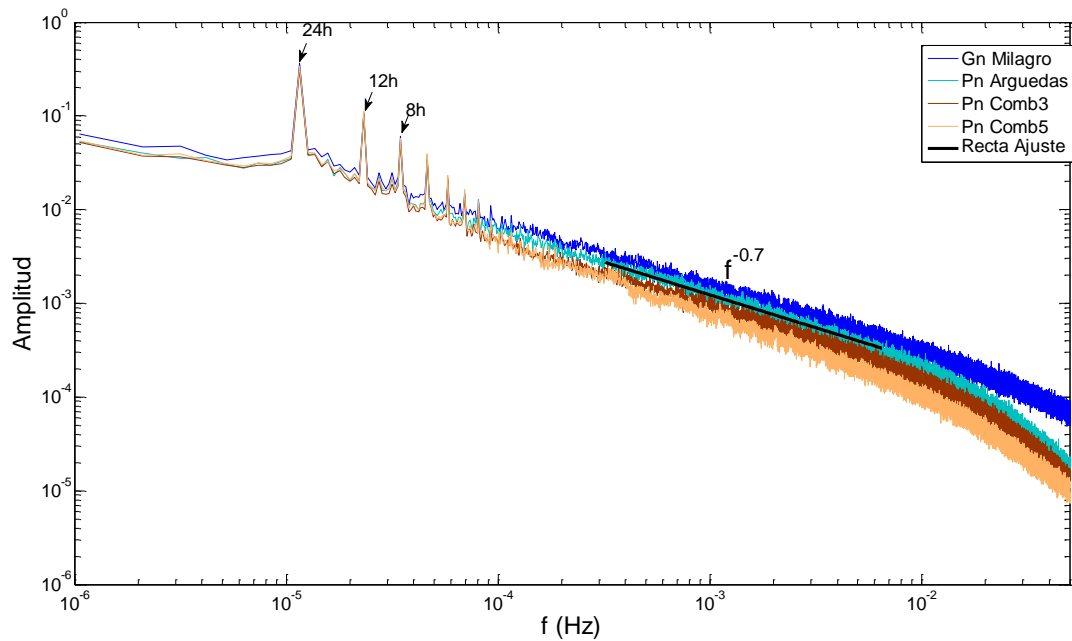


Figura 4.1 Espectro de la señal de irradiancia normalizada $g(s)$ ($45^\circ, \alpha$) registrada en Milagro en el plano del seguidor así como de la potencia normalizada $p(s)$ de la combinación de una, tres y cinco centrales durante 2009.

Para hallar el parámetro atenuador de las fluctuaciones se procederá al estudio de los diagramas de Bode de los cocientes de series de potencia normalizadas, es decir, una vez obtenidos los espectros de Fourier para cada tipo de agrupación (desde 1 a 6) representaremos el diagrama de Bode de los siguientes cocientes:

$$\frac{\text{Fourier Pot } (n) i}{\text{Fourier Pot } (n) 1} \quad i = 2,3,4,5,6$$

El objetivo de representar estos cocientes es comprobar la función que ajusta la potencia entregada por un conjunto de centrales en base a la potencia de una única central. Sabemos que la atenuación de las fluctuaciones es b/\sqrt{N} por lo que para frecuencias muy grandes los cocientes representados deben ajustarse y converger a $1/\sqrt{N}$. Por lo que si suponemos que la función de transferencia de nuestro modelo va a ser un filtro de primer orden con una determinada frecuencia de corte en el cero y otra en el polo y sabemos que para frecuencias muy grandes la función de transferencia se ajusta a $1/\sqrt{N}$, realizaremos la siguiente suposición:

$$\frac{\tau_1 * s + 1}{\tau_2 * s + 1} \approx \frac{\frac{A}{N} * s + 1}{\frac{B}{\sqrt{N}} * s + 1} \approx \frac{A * \sqrt{N}}{B * N} \approx \frac{A}{B} * \frac{1}{\sqrt{N}}$$

De manera que deberemos realizar el ajuste de la función de transferencia con el objetivo de encontrar los parámetros del filtro A y B. Para ello, en primer lugar se ha procedido al ajuste experimental de la función de transferencia de los Bodes representados. La Figura 4.2 muestra el ajuste de la función de transferencia correspondiente a Fourier Pot (n),5 / Fourier Pot (n),1.

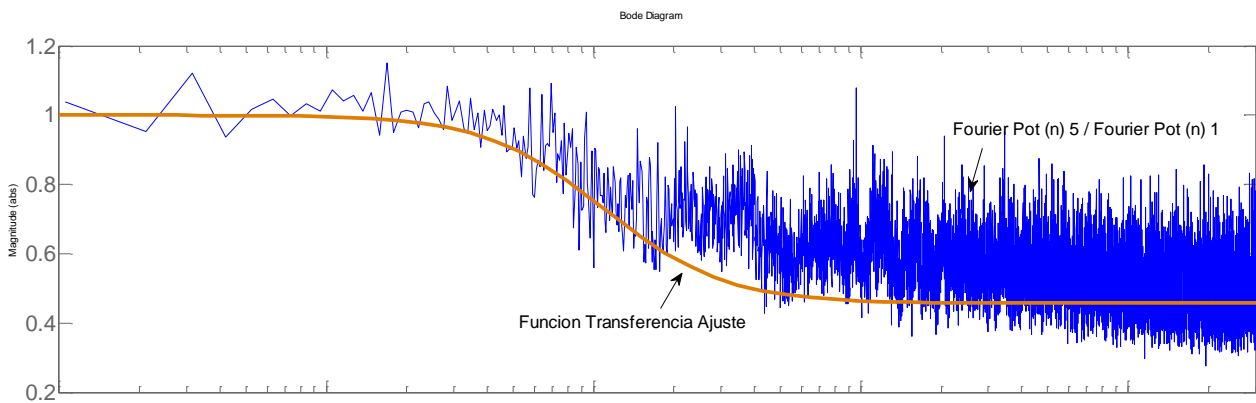


Figura 4.2 Función de transferencia ajustada experimentalmente al diagrama de Bode correspondiente a Fourier Pot (n),5 / Fourier Pot (n),1.

La Tabla 4.1 presenta los valores de τ_1 (frecuencia de corte del cero) y τ_2 (frecuencia de corte del polo) obtenidos de forma experimental para todos los cocientes estudiados:

N	Frecuencia corte cero (τ_1)	Frecuencia corte polo (τ_2)
2	1900	2700
3	1300	2300
4	950	1900
5	800	1750
6	650	1550

Tabla 4.1, parámetros de la función de transferencia ajustados experimentalmente al diagrama de Bode correspondiente a Fourier Pot (n),5 / Fourier Pot (n),1.

En base a estos resultados hemos obtenido el ajuste de los parámetros A (3800) y B (3818) por lo que el filtro de primer orden podría ajustarse a valores de A y B de 4000 y su forma sería:

$$\frac{\frac{4000}{N} * s + 1}{\frac{4000}{\sqrt{N}} * s + 1}$$

Sin embargo, ya que estos parámetros se han obtenido en base a un ajuste experimental, realizando pruebas con diferentes valores de A y B, en el entorno de la solución, se ha llegado a la conclusión de que el resultado del ajuste mejora si tomamos A como 4800 y B como 4000. De esta manera la función de transferencia ya ajustada es:

$$\frac{\frac{4800}{N} * s + 1}{\frac{4000}{\sqrt{N}} * s + 1}$$

La Figura 4.3 muestra los resultados del diagrama de Bode de la nueva función de transferencia. Como se puede observar, esta función ajusta mejor la función *Fourier Pot (n),5 / Fourier Pot (n),1* evaluada con los anteriores resultados.

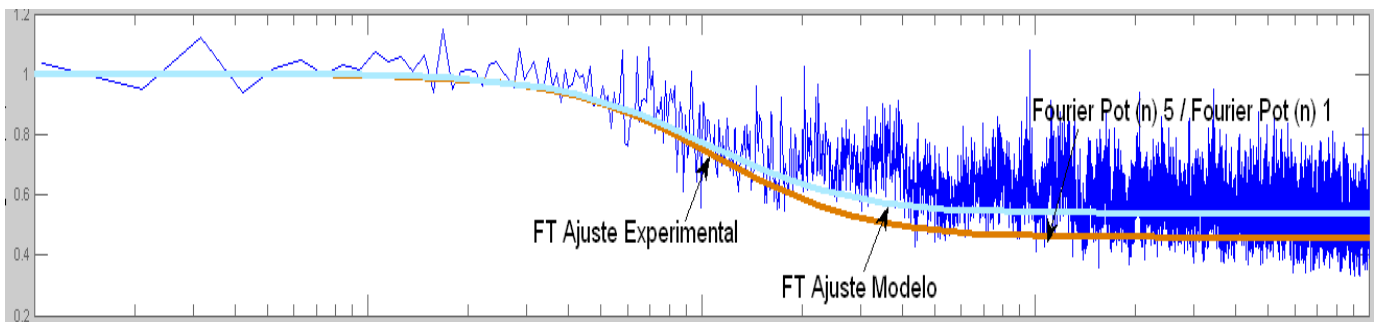
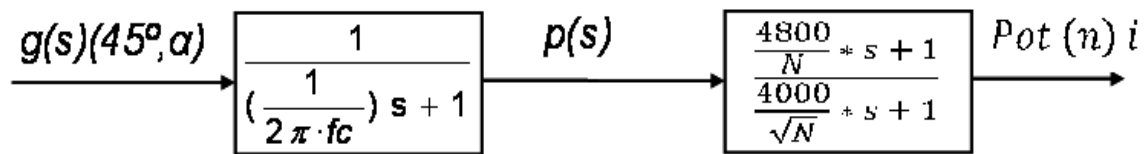


Figura 4.3 Función de transferencia ajustada mediante modelo al diagrama de Bode correspondiente a *Fourier Pot (n),5 / Fourier Pot (n),1*.

Como se puede observar en la Figura 4.3, el modelo planteado ajusta el diagrama de bode de el cociente *Fourier Pot (n),5 / Fourier Pot (n),1*, por lo que para valores de frecuencia muy altos convergerá a $1/\sqrt{N}$, resultado esperado y gracias al cual podremos plantear el modelo y proceder a la simulación de valores de potencia.

En definitiva el modelo planteado, compuesto por una primera parte obtenida en [TDFP], y una segunda demostrada en este apartado, presenta la siguiente forma:



Mediante el primer filtro obtendremos unos valores de Potencia para una central determinada y mediante el segundo obtendremos los valores correspondientes a una agrupación de centrales.

5 . SIMULACIÓN DEL MODELO Y COMPARATIVA DE RESULTADOS

5.1 Introducción

En el capítulo anterior se ha obtenido el modelo final mediante el cual, partiendo de unos datos de irradiancia en un punto, podemos determinar la distribución de la curva de potencia y sus fluctuaciones para una agrupación de centrales determinada.

Cabe destacar que este hecho sugiere una forma de predicción de posibles fluctuaciones máximas y distribución de las mismas, más que un modelo de predicción de la curva de potencia.

5.2 Elementos de la simulación

En este capítulo vamos a proceder a la simulación del modelo, en primer lugar, mediante el primer filtro obtendremos la potencia correspondiente a la central de Arguedas; utilizando para ello su frecuencia de corte (0,0098 Hz). En segundo lugar obtendremos los datos de potencia para una agrupación de 5 centrales. Todos estos valores de potencia estarán normalizados ya que antes de pasar por el primer filtro la irradiancia de Milagro se limita a 1000 (W/m²) y se normaliza mediante la constante K. La Figura 5.1 presenta la forma del modelo planteado para la simulación:

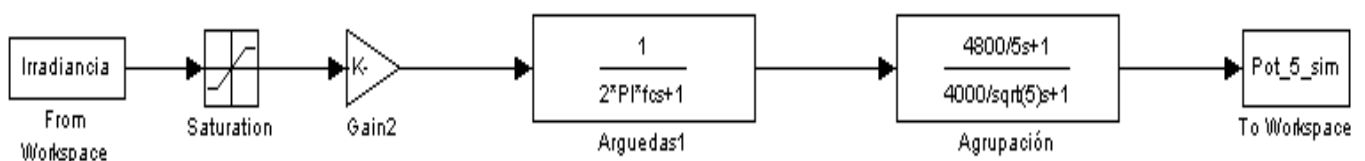


Figura 6.1 Modelo simulado para la obtención de la Potencia correspondiente a una agrupación de 5 centrales FV, para su posterior comparación.

5.3 Simulación fluctuaciones

En este apartado vamos a proceder a evaluar los resultados de la simulación. En primer lugar, una vez obtenida la potencia anual simulada para una agrupación de 5 centrales, calculamos su espectro de Fourier y lo comparamos con el espectro de la potencia anual real de 5 centrales. Esta simulación se muestra en la Figura 5.2. Se puede observar en ella como el espectro de Fourier de la potencia simulada sigue una distribución similar al de la potencia real para frecuencias menores a 0.05 Hz, ya que para altas frecuencias (tiempos muy pequeños) de evaluación, las fluctuaciones no se consiguen aproximar y es muy complicado su ajuste.

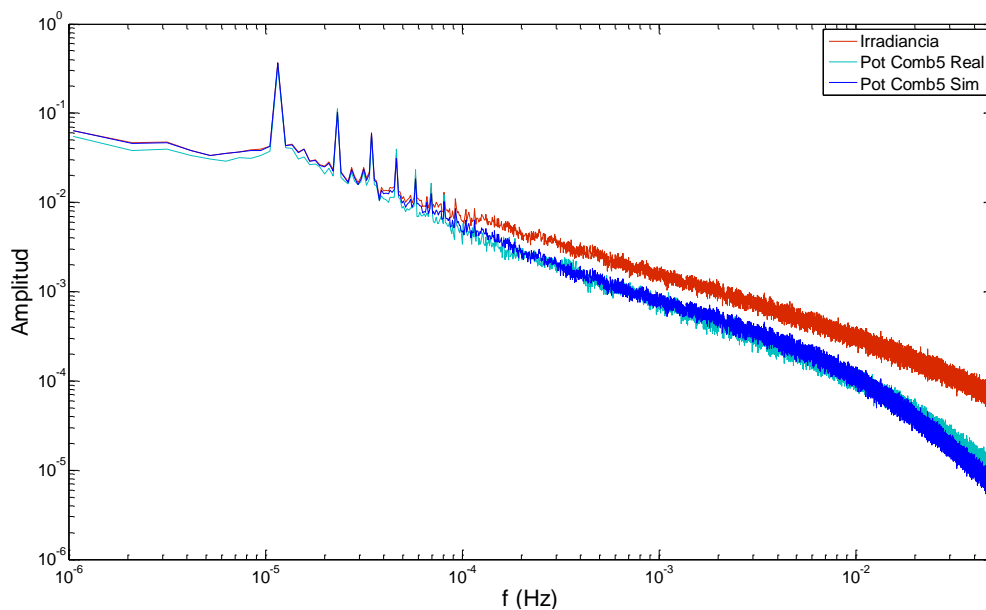


Figura 5.2 comparación de los espectros de Fourier de la Potencia real anual de 5 centrales y la simulada.

A continuación nos centraremos en las fluctuaciones de la potencia simulada y las compararemos con las de la potencia real. Para ello calcularemos las fluctuaciones máximas que se producen cada día en dos intervalos de tiempo diferentes; 60 segundos y 600 segundos, esperando encontrar una similitud entre las fluctuaciones simuladas y las reales. Los resultados que realmente nos interesan son los de 600 segundos, ya que como explicamos antes, los 10 minutos representan una frontera en la capacidad de reacción del operador del sistema.

La Figura 5.3 presenta la distribución de las fluctuaciones simuladas frente a las fluctuaciones reales. Los resultados presentan una zona de máxima confluencia en

donde los valores de fluctuación simulada son similares a los reales. La recta roja presenta el ajuste realizado y cuyo resultado es:

$$f(x) = p1 * x + p2 = 0,446 * x + 18,98$$

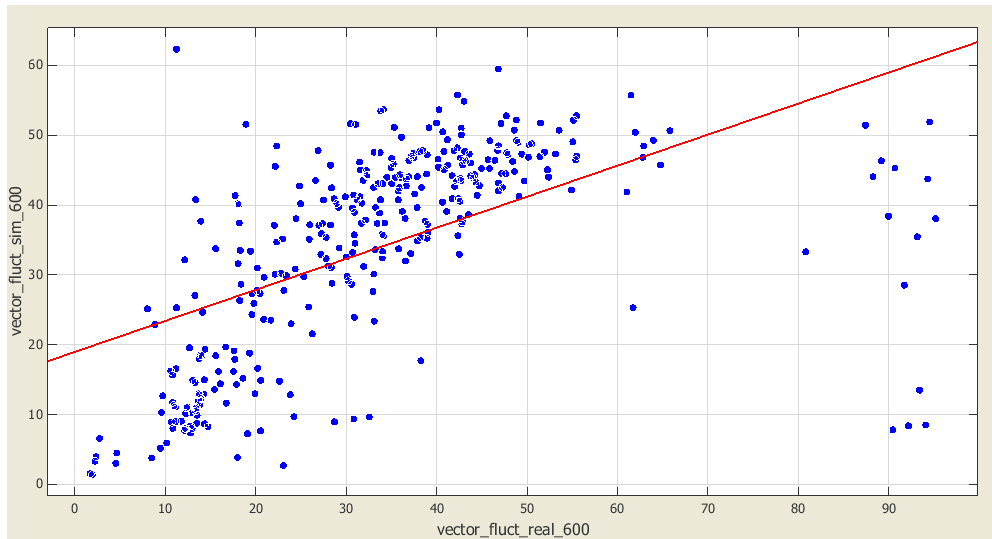


Figura 5.3 comparación de las fluctuaciones de la Potencia real anual de 5 centrales y la simulada y representación de la recta de ajuste.

Como podemos observar muchos de los resultados se alejan de la región de máxima confluencia por lo que evaluamos el comportamiento de la Potencia Real y la Potencia simulada (mediante la irradiancia) en estos días con el objetivo de explicar estos resultados y considerar su evaluación o no.

En primer lugar se evalúan los resultados que presentan una fluctuación de la Potencia real entre el 80 y 100 %, hecho que es muy improbable ya que las fluctuaciones estudiadas son de una agrupación de 5 centrales y como se vio en la Figura 2.3 las fluctuaciones máximas para una combinación de 5 centrales en un intervalo de 600 segundos no superaban el 65%.

La Figura 5.4 presenta la curva de potencia del 6 de Julio de 2009 en donde la fluctuación máxima en torno al 95 % en varios instantes del día. La justificación de este resultado consiste en que se ha producido un hueco de tensión en varios momentos del día, por lo que este tipo de días no los tendremos en cuenta para la representación de las fluctuaciones simuladas máximas frente a las reales máximas.

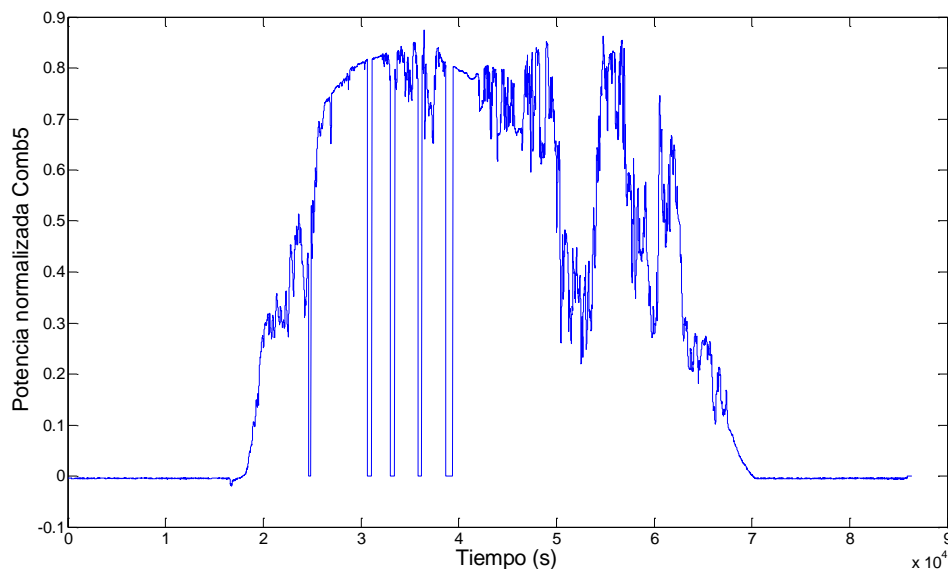


Figura 5.4 Hueco de tensión el día 6 de Julio de 2009

Además, evaluaremos los días en donde la amplitud de las fluctuaciones simuladas máximas excede el 45 % con valores mínimos de fluctuación real para ese mismo día. Para ello representamos la curva de irradiancia de Milagro para el día estudiado. La Figura 5.5 presenta la curva de irradiancia para el 21 de Marzo de 2009, observamos cómo se produce una fluctuación máxima del 100% para dos instantes del día, lo que significa que se ha producido un error en la medida de la irradiancia para dicho instante. Los días que presenten estos errores no los incluiremos en el estudio de las fluctuaciones.

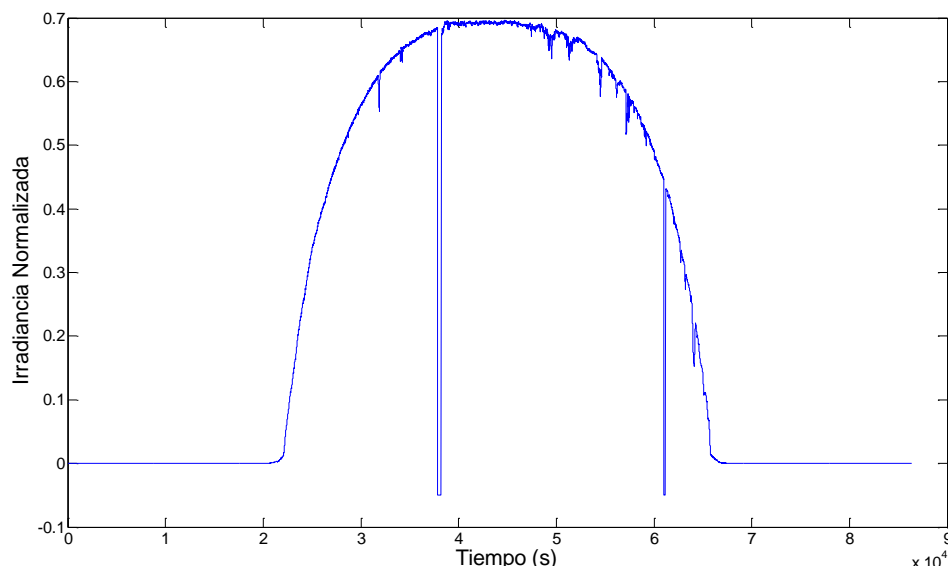


Figura 5.5 Error de medida de Irradiancia de Milagro el 21 de Marzo de 2009

Una vez estudiados los fenómenos que tienen lugar en los días con fluctuaciones simuladas o reales muy altas, realizamos la representación anterior de fluctuaciones simuladas máximas frente a reales máximas sin tener en cuenta estos días para intervalos de tiempo de 600 segundos. Como podemos comprobar en la Figura 5.6 el resultado es mucho mejor y el ajuste se aproxima más a una recta con pendiente de 0,5. Este resultado es de gran importancia para este trabajo, ya que confirma que las fluctuaciones simuladas son muy semejantes a las reales con un intervalo de error de $\pm 8,125 \%$. La ecuación de la recta de ajuste es:

$$f(x) = p1 * x + p2 = 0,8852 * x + 6,431$$

Por lo que el resultado se la simulación sin tener en cuenta los días con huecos de tensión o errores de medida es mucho mejor.

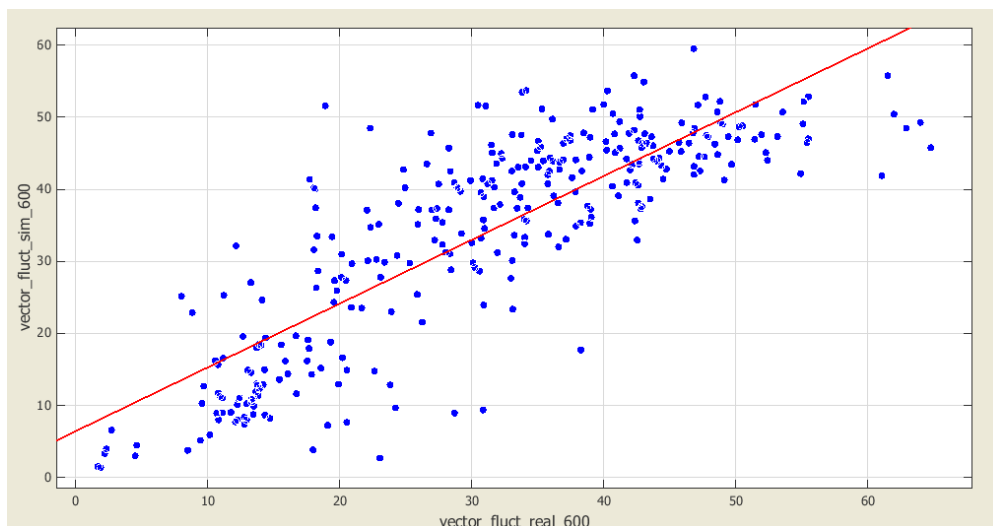


Figura 5.6 comparación de las fluctuaciones máximas de Potencia real anual de 5 centrales simulada y representación de la recta de ajuste. Intervalo de tiempo de 600 segundos.

En la Figura 5.7 se observa la representación anterior con su ajuste para intervalos de tiempo de 60 segundos. El ajuste realizado en este caso presenta mejores resultados ya que el tiempo de evaluación es menor por lo que la aproximación y simulación de los resultados son mejores. La ecuación de la recta ajustada se asemeja más a una recta con pendiente de 0,5 y partiendo desde un punto cercano al cero. Además el intervalo de error de la aproximación es menor ($\pm 7,199 \%$)

$$f(x) = p1 * x + p2 = 0,9942 * x + 5,199$$

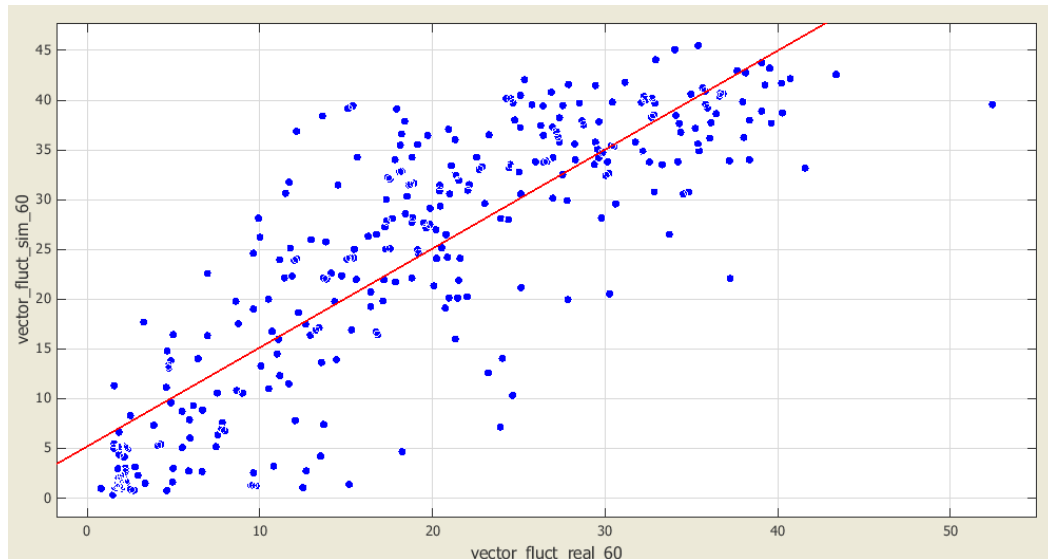


Figura 5.7 comparación de las fluctuaciones máximas de Potencia real anual de 5 centrales y simulada y representación de la recta de ajuste. Intervalo de tiempo de 60 segundos.

5.4 Simulación curvas de potencia

En este apartado se representarán varias figuras para diferentes días del año en función del tipo de día. El objetivo es comparar la curva de potencia simulada con la de potencia real de 5 centrales.

Como ya hemos apuntado durante el trabajo, el objetivo de este modelo no es el de simular una curva de potencia que siga la misma distribución que la real, ya que esto no es posible, el objetivo radica en conseguir simular una curva de potencia que presente una serie de fluctuaciones máximas diarias similares a las reales y que la curva de potencia simulada presente una distribución parecida de los momentos en los que se producen las fluctuaciones y la amplitud de estas.

En primer lugar comparamos la curva de potencia real y simulada de una combinación de 5 centrales para un día claro, es decir, un día en el que las fluctuaciones sean mínimas. Este experimento se muestra en la Figura 5.8 y se realizó para el 28 de mayo de 2009. Cabe destacar que la potencia simulada ha sido calculada a partir de la irradiancia en la central FV de Milagro y la curva de potencia real es de una combinación de 5 centrales (Arguedas, Sesma, Cintruénigo, Rada y Castejón) en la que no está incluida la central de Milagro.

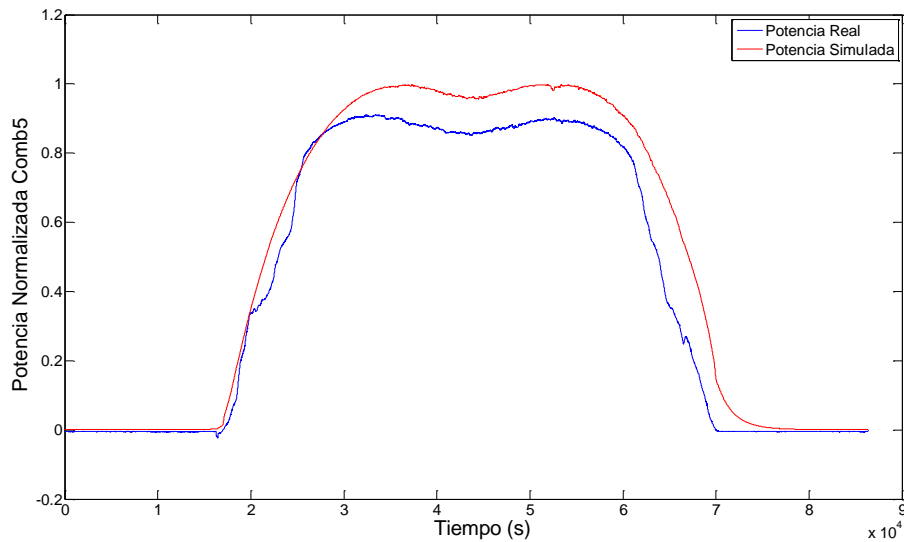


Figura 5.8 curva de potencia real y simulada para combinación de 5 centrales el 28 de mayo de 2009.

Observamos en la Figura 5.8 como la distribución es similar y la fluctuación máxima real en un intervalo de 600 segundos para este día **13.4610** y la simulada es **10.9897**, por lo que observamos que para este día claro la simulación se podría aceptar.

La Figura 5.9 presenta la curva de potencia real y simulada para un día con muchas fluctuaciones (día 24 de Marzo de 2009). Observamos como las distribuciones de ambas curvas son muy fluctuantes, además la fluctuación máxima real en un intervalo de 600 segundos para este día **46.4370** y la simulada es **46.4083**, por lo que la curva de potencia simulada en este caso también se considera correcta.

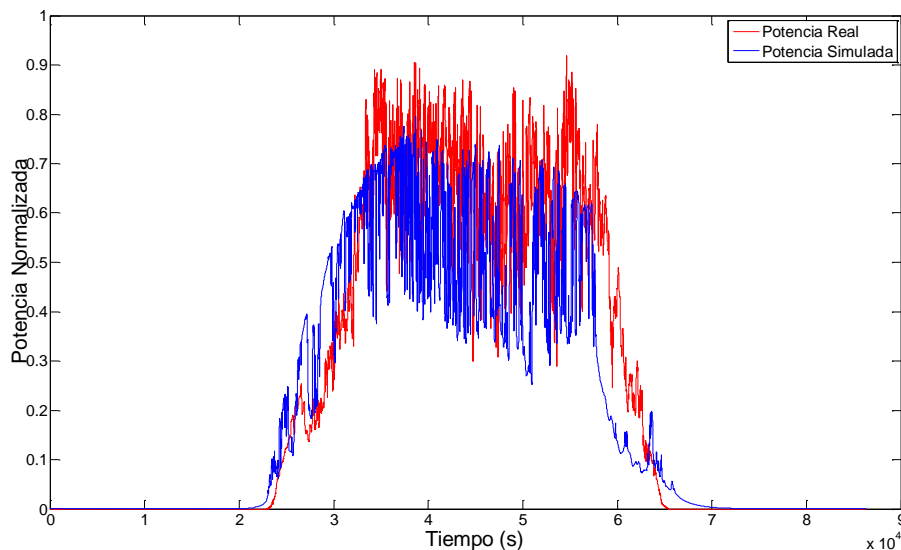


Figura 5.9 curva de potencia real y simulada para combinación de 5 centrales el 24 de marzo de 2009.

Por último la Figura 5.10 presenta la distribución de las curvas de potencia real y simulada para el 24 de Octubre de 2009. Este día presenta intervalos de tiempo con muchas fluctuaciones y otros con menos, por lo que es un día medio entre los 2 tipos estudiados antes. Se puede observar como la curva de potencia simulada sigue una distribución similar a la real, además la fluctuación máxima real en un intervalo de 600 segundos para este día **27.7779** y la simulada es **32.3446**, por lo que la curva de potencia simulada en este caso también se considera correcta.

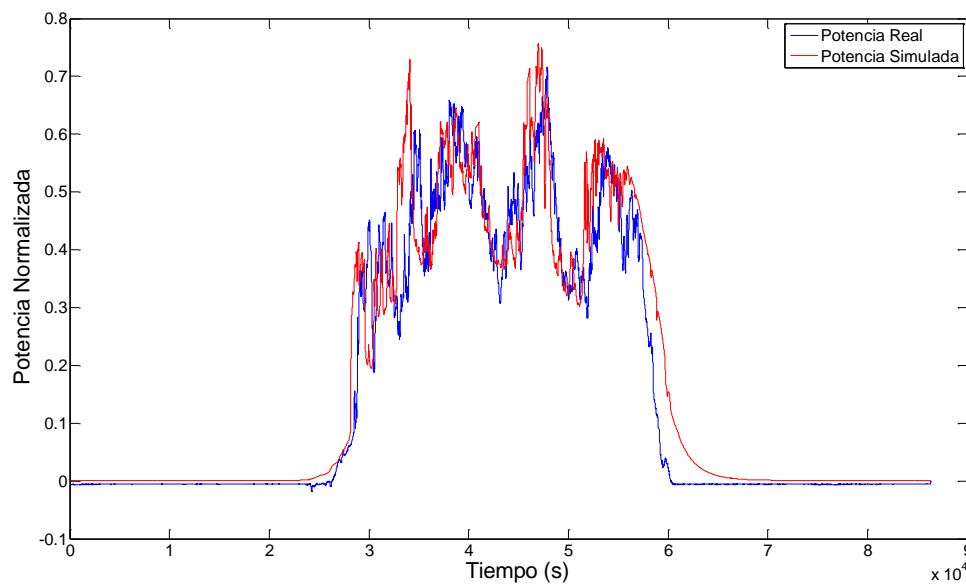


Figura 5.10 curva de potencia real y simulada para combinación de 5 centrales el 24 de Octubre de 2009.

6 . CONCLUSIONES

En último lugar, y no por ello menos importante vamos a comentar una serie de puntos que merece la pena destacar sobre los resultados de este proyecto y su posible aplicación en un futuro.

En primer lugar cabe destacar el contexto y la presencia de la energía solar FV en el sistema eléctrico español, gracias sobre todo, al importante crecimiento que se dio en los últimos años principalmente por el Plan de Energías Renovables 2005-2010. En 2008 se instalaron en España 2600 megavatios de electricidad fotovoltaica e implicó inversiones del orden de 16000 millones de euros por parte de inversionistas privados, muchos extranjeros [AFVER]. Este incremento de la potencia FV instalada parece haberse estancado por el impacto de la crisis económica y la incertidumbre de la normativa reguladora de estas energías. Hoy en día la potencia FV instalada en España supera los 4 Gigavatios mayormente distribuidos en centrales FV de orden de megavatios.

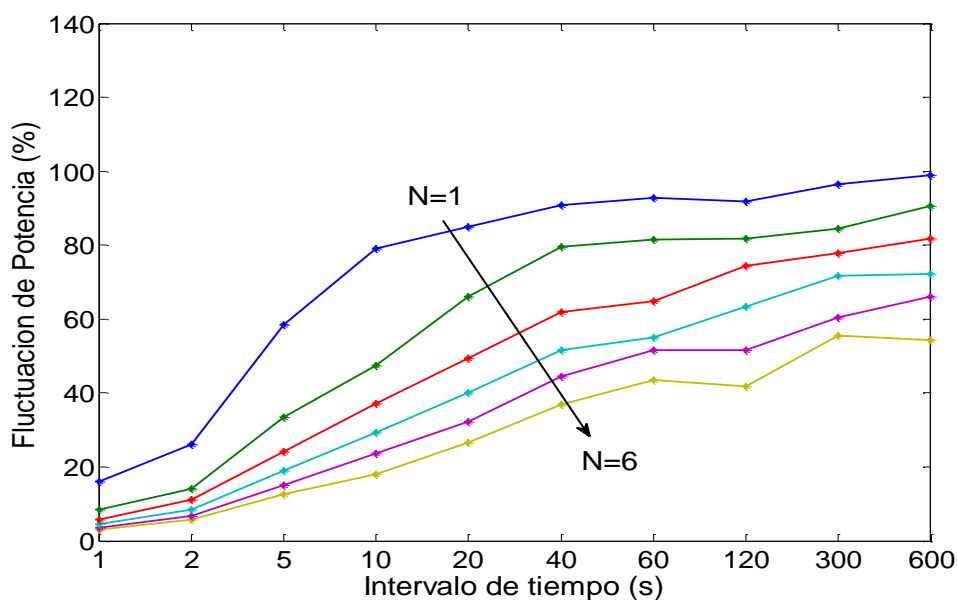
Uno de los principales problemas que presenta la generación FV radica en las numerosas fluctuaciones presentes en la potencia generada, que a su vez, originarán fluctuaciones de la frecuencia, lo que puede ocasionar una situación de peligro para el sistema eléctrico si dichas fluctuaciones superan los límites permitidos. Para tramos inferiores a diez minutos, estas fluctuaciones son absorbidas directamente por el sistema eléctrico en forma de variaciones de frecuencia, sin que el operador del sistema tenga capacidad de reacción para corregir estos desequilibrios. Este problema reduce la seguridad y calidad del suministro eléctrico en sistemas insulares, poniendo en riesgo la estabilidad de la red.

El objetivo de este proyecto consiste en presentar alternativas o estudios para corregir este problema o, en nuestro caso, intentar disminuirlo proporcionando una forma de atenuación de las fluctuaciones y un modelo para la predicción de fluctuaciones máximas diarias.

Fluctuaciones referentes a una agrupación de centrales FV

Como ya se vio en [TDFP], la dispersión geográfica de centrales FV resulta ser un método muy eficaz para atenuar las fluctuaciones de potencia, incluso para intervalos de observación de diez minutos. Basta con separar 6 km dos centrales FV para que sus fluctuaciones en 10 minutos se atenúen en la suma.

En nuestro caso, se ha demostrado que las fluctuaciones de la potencia entregada por una agrupación de centrales FV se atenúan en base a un parámetro proporcional a $1/\sqrt{N}$, siendo N el número de centrales agrupadas. Este resultado presenta la ventaja de agrupar la potencia de varias centrales para inyectar a la red, de manera que se atenúen sus fluctuaciones. Esta atenuación se produce tanto en amplitud como en frecuencia de ocurrencia, por ejemplo, se muestra en la Figura 2.1 la atenuación de las fluctuaciones máximas en amplitud en función del número de centrales agrupadas. Siendo el parámetro atenuador $1/\sqrt{N}$, resultado del estudio.



Además, en cuanto a frecuencia de ocurrencia de las fluctuaciones podemos destacar que, en 10 minutos fluctuaciones de potencia superiores al 50% en una central, tienen una frecuencia de ocurrencia anual del 1% [TDFP]. Sin embargo para una agrupación de 5 centrales, fluctuaciones de potencia superiores al 50%, si evaluamos todo el año en intervalos de 600 segundos (49392 intervalos), se dan 22 en todo el año estudiado, por lo que tienen una frecuencia de ocurrencia del 0,045%. Este hecho demuestra la atenuación de las fluctuaciones de potencia en función del número de centrales agrupadas.

Este resultado podría ser de gran interés para el operador del sistema, de modo que si la potencia de varias centrales FV (separadas al menos 6 km), se suma y se inyecta de forma conjunta a la red, podría suponer una atenuación de las fluctuaciones ocasionadas por esta y un beneficio para la seguridad y calidad del sistema.

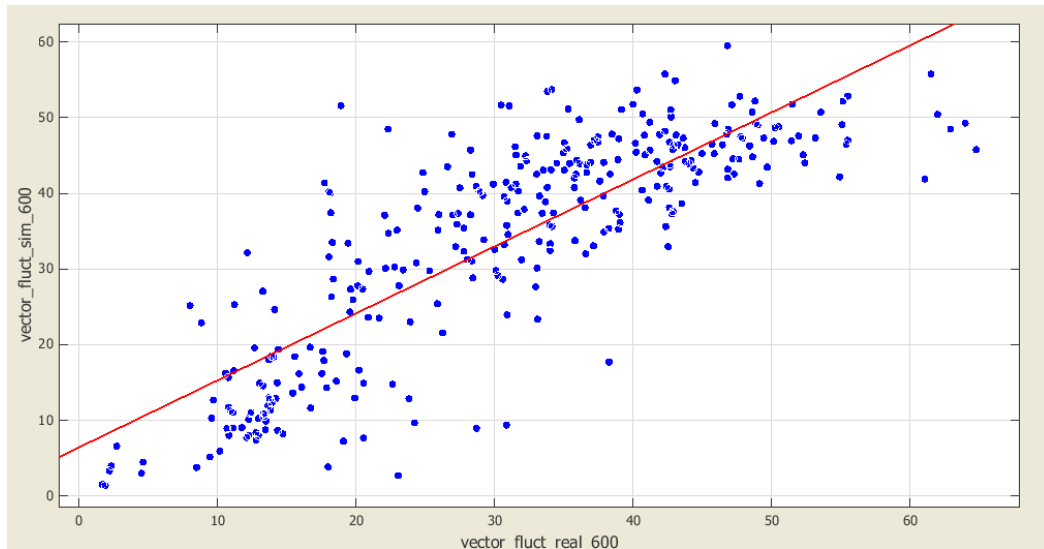
Estudio en el dominio de la frecuencia

El análisis realizado de los espectros de las series de potencia de diferentes combinaciones de centrales durante un año ha permitido caracterizar la agrupación de centrales como un sistema de primer orden, cuya frecuencia de corte del cero es $4800/N$ y la del polo $4000/\sqrt{N}$. Esta función de transferencia, junto con la desarrollada en [TDFP] ha permitido el desarrollo de un modelo que permite la simulación de cualquier combinación de centrales en base a series de irradiancia en un punto.

Desarrollo del Modelo de predicción

El modelo desarrollado presenta una función principal, la cual consiste en la predicción de series de fluctuaciones máximas diarias en base a diferentes intervalos de tiempo. En nuestro caso, nos hemos centrado en la predicción de fluctuaciones máximas diarias en intervalos de 10 minutos. Los resultados obtenidos indican que podemos predecir series de fluctuaciones de potencia a lo largo del día, y sobre todo, fluctuaciones máximas diarias con muy buena precisión, concretamente con un error máximo de $\pm 8\%$.

En la Figura 6.5 se observa la comparativa entre las fluctuaciones máximas diarias anuales (en intervalos de tiempo de 10 minutos) simuladas y reales.



Por lo que este modelo sería de gran utilidad para el operador de la red, mediante el cual, podría evaluar las fluctuaciones máximas diarias de potencia en un intervalo de tiempo de 10 minutos basándose única y exclusivamente en series de irradiancia en un punto. Lo que permitiría al operador de la red prever posibles instantes de peligro en donde realizar diferentes regulaciones, mejorar así la seguridad, fiabilidad y calidad del suministro eléctrico y aumentar la integración de la energía fotovoltaica en el sistema eléctrico.

REFERENCIAS

- [TDFP] Tesis Doctoral “Fluctuaciones de la potencia generada por grandes centrales fotovoltaicas”. Javier Marcos Álvarez. Julio 2011.
- [AFVER] <http://www.energias-renovables.com/articulo/la-fotovoltaica-en-crisis-apuntes-sobre-20130418>.
- [IERSEAC] La integración de las energías renovables en el sistema eléctrico. Alberto Carbajo Josa. Documento de trabajo 176/2012.
- [MGSEEIN] Mix de generación en el sistema eléctrico español en el horizonte 2030. Foro de la Industria Nuclear Española.
- [LVAEO] <http://www.lavanguardia.com/natural/energia/energia-eolica-lider-anual-produccion-electricidad-espana.html>
- [AIM07] CURTRIGHT E, APT. J. THE CHARACTER OF POWER OUTPUT FROM UTILITY-SCALE PHOTOVOLTAIC SYSTEMS. *PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS* 2008; 16: 241–247.
- [UCTE08] UCTE. Annual Report 2008.
- [UCTE09] UCTE OH – Policy 1: Load-Frequency Control - Final Version (approved by SC on 19 March 2009).